



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

PROPUESTA PARA LA IDENTIFICACION Y ANALISIS DE LOS
ASPECTOS AMBIENTALES A CONSIDERAR EN LA
RECONFIGURACION DE LA REFINERIA 'GRAL. LAZARO
CARDENAS'.

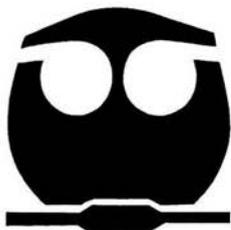
T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO QUIMICO

P R E S E N T A :

IVAN RAMON ROLDAN TEJEDA



MEXICO, D.F.



EXAMENES PROFESIONALES
FACULTAD DE QUÍMICA

2004



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Jurado asignado:

Presidente	Prof. Rodolfo Torres Barrera
Vocal	Prof. Víctor Manuel Luna Pabello
Secretario	Prof. Alfonso Durán Moreno
1er. Suplente	Prof. Landy Ramírez Burgos
2do. Suplente	Prof. Baldomero Pérez Gabriel

Sitio donde se desarrolló el tema:

Departamento de Ingeniería Química, Facultad de Química, UNAM.
Paseo de la investigación científica, Conj. E.
Ciudad Universitaria.

Asesor del tema:



Dr. Alfonso Durán Moreno



Sustentante:

Iván R. Roldán Tejeda

AGRADECIMIENTOS

Simple y sinceramente agradezco la oportunidad que he tenido de conocerlos, de aprender de ustedes y valorarlos como son. Espero que de mi hayan aprendido algo que les ayude a ser felices.

No sería justo omitir a alguno, a todos debo parte de lo que soy (quizá algo bueno, quizá algo malo, pero siempre yo). No sólo han “pasado” por mi vida, sino que me han dejado algo difícil de definir. Con muchos de ustedes he compartido momentos felices, tristezas, ilusiones, ideas y temores; me han apoyado o me han dificultado las cosas; han estado incondicional o condicionalmente; me han criticado, me han defendido, han estado siempre apoyándome o me han abandonado; han dicho cuando la riego, me han felicitado por mis logros; o simplemente han sido “espectadores”..., en fin, todos han hecho que aprendiera a ser como soy, por ello:

GRACIAS, ojalá nos encontremos...cuando nos tengamos que encontrar.

Gracias a todos aquellos lugares, a todas aquellas vivencias, a todas aquellas ideas. En resumidas cuentas A TODO, lo bueno, lo malo, y principalmente; a la oportunidad que se me dio de ser libremente yo, agradezco haber aprendido en el incierto camino de la vida que nada es para siempre, que se debe disfrutar y ser feliz con las cosas pequeñas, diarias, sencillas; que se debe seguir adelante gracias a las tristezas y alegrías; y que por un momento debes sentir lo que sienten las otras personas y actuar en consecuencia.

Solo resta decir que me siento orgulloso de nunca haberme dado por vencido, me siento orgulloso de ser yo, fiel a mi espíritu. Y aunque parezca fácil, no lo es, no lo fue, ¿y quien sabe si lo sea?. Cada quien tiene lo que se merece, solo me resta hacer lo mejor...hasta que mi destino me encuentre.

El juego en que andamos.

Si me dieran a elegir, yo elegiría
esta salud de saber que estamos muy enfermos,
esta dicha de andar tan infelices.
Si me dieran a elegir, yo elegiría
esta inocencia de no ser un inocente,
esta pureza en que ando por impuro.
Si me dieran a elegir, yo elegiría
este amor con que odio,
esta esperanza que como panes desesperados.
Aquí pasa, señores,
que me juego la muerte.

Juan Gelman (1959).

PROPUESTA PARA LA IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS ASPECTOS AMBIENTALES A CONSIDERAR EN LA RECONFIGURACIÓN DE LA REFINERÍA "LÁZARO CÁRDENAS".

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	1
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	2
1.1 INTRODUCCIÓN.....	2
1.2 OBJETIVOS.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	3
1.4 ALCANCES Y LIMITACIONES.....	4
CAPÍTULO 2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	5
2.1 ANTECEDENTES.....	5
2.1.1 ASPECTOS AMBIENTALES EN PEMEX REFINACIÓN.....	6
2.1.2 RECONFIGURACIÓN DE LAS REFINERÍAS.....	11
2.2 GENERALIDADES DEL PROCESO DE REFINACIÓN DE PETRÓLEO.....	12
2.3 DESCRIPCIÓN BREVE DEL PROCESO DE REFINACIÓN.....	16
2.4 ESTIMACIÓN DE EMISIONES Y TRANSFERENCIA DE CONTAMINANTES.....	32
2.4.1 INTRODUCCIÓN.....	32
2.4.2 ESTIMACIÓN DE EMISIONES Y TRANSFERENCIA AL AGUA.....	38
2.4.3 ESTIMACIÓN DE EMISIONES Y TRANSFERENCIA AL AIRE.....	43
2.4.4 ESTIMACIÓN DE EMISIONES Y TRANSFERENCIA DE CONTAMINANTES A SUELO.....	55
2.4.5 ESTIMACIÓN DE EMISIONES Y TRANSFERENCIA DE RESIDUOS PELIGROSOS.....	56
CAPÍTULO 3. ESTUDIO DE CASO: RECONFIGURACIÓN DE LA REFINERÍA DE MINATITLÁN.....	59
3.1 MARCO GENERAL DEL PROYECTO DE RECONFIGURACIÓN DE LA REFINERÍA DE MINATITLÁN.....	59
3.2 ESQUEMA DE RECONFIGURACIÓN DE LA REFINERÍA "LÁZARO CÁRDENAS".....	61
3.3 IDENTIFICACIÓN DE LOS PRINCIPALES CONTAMINANTES EMITIDOS EN LA REFINERÍA.....	63
3.4 PREVENCIÓN DE LA CONTAMINACIÓN EN LA REFINERÍA "LÁZARO CÁRDENAS".....	72
3.5 PRÁCTICAS PARA REDUCIR LA EMISIÓN DE CONTAMINANTES EN LA REFINERÍA.....	76
3.6 OPORTUNIDADES PARA LA PREVENCIÓN DE LA CONTAMINACIÓN EN LA REFINERÍA.....	82
3.7 PROPUESTA Y ANÁLISIS DE LOS ASPECTOS AMBIENTALES A CONSIDERAR POR CADA NUEVA INSTALACIÓN.....	88
CAPÍTULO 4. CONCLUSIONES.....	94
ANEXO.....	96
NORMAS OFICIALES MEXICANAS EN MATERIA AMBIENTAL APLICABLES A LA REFINACIÓN DE PETRÓLEO.....	96
DATOS DE PRODUCCIÓN Y BALANZA COMERCIAL DE LAS REFINERÍAS DE PEMEX EN EL PAÍS.....	100
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	106

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1	Emisiones y descargas de PEMEX por funciones (total).....	7
Tabla 2.2	Emisiones y descargas de PEMEX por funciones (A aire).	7
Tabla 2.3	Emisiones y descargas de PEMEX por funciones (A agua).	8
Tabla 2.4	Emisiones y descargas de PEMEX por funciones (gases de efecto invernadero).	8
Tabla 2.5	Emisiones y descargas de PEMEX por funciones (residuos peligrosos).	9
Tabla 2.6	Emisiones y descargas en la división de PEMEX Refinación 2002.....	10
Tabla 2.7	Resumen de los procesos de la industria de refinación de petróleo.....	14
Tabla 2.8	Resumen de emisiones y transferencia de contaminantes.....	33
Tabla 2.9	Grado de certidumbre de los factores de emisión.....	36
Tabla 2.10	Comparación entre los métodos de estimación de emisiones.....	38
Tabla 2.11	Factores de emisión a descargas de aguas residuales en Refinerías de Petróleo.	40
Tabla 2.12	Factores de emisión para efluentes orgánicos en la Refinería.	41
Tabla 2.13	Fuentes de emisión en una Refinería de Petróleo.....	43
Tabla 2.14	Factores de emisión para la combustión de gasóleo.....	45
Tabla 2.15	Factores de emisión para la operación de quemadores.....	45
Tabla 2.16	Factores de emisión para la combustión de gas.	46
Tabla 2.17	Composición de hidrocarburos en emisiones de quemadores.	46
Tabla 2.18	Factores de emisión de compuestos orgánicos para la combustión de gas.	46
Tabla 2.19	Factores de emisión de compuestos orgánicos para la combustión de petróleo.	47
Tabla 2.20	Factores de emisión de elementos traza para la combustión de gasóleo.....	48
Tabla 2.21	Emisiones estimadas de la Refinería de Petróleo.	48
Tabla 2.22	Factores de emisión para emisiones fugitivas en las refinerías de petróleo.	49
Tabla 2.23	Factores de emisión para plantas de recuperación de azufre y el proceso Claus.	52
Tabla 2.24	Factores de emisión para las refinerías de petróleo.....	53
Tabla 2.25	Niveles de limpieza para suelos contaminados con hidrocarburos.	55
Tabla 2.26	Contaminantes potencialmente peligrosos emitidos al aire (HAP's) en las refinerías de petróleo.	58
Tabla 3.1	Capacidades de las plantas que se encuentran operando actualmente.....	61
Tabla 3.2	Capacidades de las nuevas instalaciones.....	62
Tabla 3.3	Capacidades en cuanto a carga de la refinería en la actualidad y a futuro.....	62
Tabla 3.4	Descargas típicas de material en el proceso de Refinación de Petróleo.....	64
Tabla 3.5	Técnicas para reducir los lodos aceitosos en la fuente.....	76
Tabla 3.6	Técnicas para reducir en la fuente cáusticos gastados.....	79
Tabla 3.7	Técnicas para reducir en la fuente catalizadores agotados.....	79
Tabla 3.8	Técnicas para reducir en la fuente desechos de procesos.....	80
Tabla 3.9	Técnicas para reducir en la fuente aguas residuales en la refinería.....	81
Tabla 3.10	Resumen de las Prácticas de prevención de la contaminación que se pueden llevar a cabo en la reconfiguración de la Refinería en Minatitlán.....	87
Tabla 3.11	Resumen de los aspectos ambientales a considerar por cada nueva instalación.....	90
Tabla A	Petróleo crudo procesado.....	100
Tabla B	Capacidad de refinación por planta de PEMEX.....	100
Tabla C	Capacidad de Refinación por procesos de Producción.....	101
Tabla D	Capacidad de Producción en PEMEX Refinación (2000 - 2002).....	102
Tabla E	Volumen de ventas en el país de productos ya refinados.....	103
Tabla F	Valor de las ventas en el país de los productos de Refinerías.....	104

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1.	Ubicación de las refinerías en el país.....	5
Figura 2.2.	Esquema simplificado de una refinería típica	16
Figura 3.1.	Esquema de reconfiguración.....	63
Figura 3.2	Fuentes de generación de residuos en una refinería.....	67
Figura 3.3	Esquema de los contaminantes generados por la unidad de Destilación atmosférica.....	68
Figura 3.4	Esquema de los contaminantes generados por la unidad de Destilación a vacío.....	69
Figura 3.5	Esquema de los contaminantes generados por la unidad de tratamiento cáustico e hidrodesulfuración de naftas.....	69
Figura 3.6	Esquema de los contaminantes generados por la unidad de endulzamiento de aminas y la unidad de desintegración catalítica (FCC).....	70
Figura 3.7	Esquema de los contaminantes generados por la unidad hidrodesulfuradora de destilados intermedio y la reformadora de naftas.....	70
Figura 3.8	Esquema de los contaminantes generados por la unidad regeneradora de azufre.....	71
Figura 3.9	Esquema de los contaminantes generados por los servicios auxiliares.....	71
Figura 3.10	Diagrama de los pasos necesarios para emprender un programa de prevención de la contaminación.....	72
Figura A.	Petróleo crudo procesado en 2002.....	101
Figura B.	Productos de refinería (MBD).....	105

RESUMEN

La presente tesis es una contribución al análisis de los aspectos ambientales que se suscitarán al efectuarse la Reconfiguración de la Refinería "Lázaro Cárdenas" de Minatitlán. Dicha reconfiguración implica la construcción de nuevas plantas y mejoras en los procesos para cubrir las necesidades de PEMEX en cuestión de producción.

Para entender la necesidad de la Reconfiguración en la refinería, se hace un breve estudio de la situación actual de las refinerías en el país, atendiendo a la situación económica, técnica y sobretodo a la parte ambiental.

La metodología empleada para efectuar el análisis con el fin de prevenir la contaminación y mitigar su impacto; parte de una descripción detallada del proceso para poder identificar los contaminantes que se generan en los diferentes procesos, para posteriormente hallar las oportunidades y alternativas para minimizar o prevenir que se generen emisiones en esos puntos.

Se hace una breve descripción de los métodos para medir las emisiones tanto en aire, agua como residuos sólidos y peligrosos. En este aspecto se tiene principal interés en lo referente a los factores de emisión, que son la fuente principal de datos en cuanto a estimación de contaminantes.

Una vez que se ha planteado el panorama general, se analiza la generación de contaminantes de acuerdo al lugar donde se descarga o emite el contaminante, y se discuten los principales procesos que generan estos contaminantes. Sabiendo que procesos generan los contaminantes; es posible detectar las oportunidades para prevenir la contaminación, efectuar las recomendaciones que sean pertinentes y enfocarse a su aplicación. En la presente propuesta, estas recomendaciones fueron el resultado de un análisis de los procesos mejorados y sugeridos por organismos de protección al ambiente y de alternativas de mejora que otras refinerías han hecho al analizar ellas mismas sus procesos.

Se debe de tener en cuenta, claro está, la normatividad bajo la que se rigen las actividades de la Refinería en nuestro país, para adecuar la propuesta a la realidad nacional.

De esta manera, la propuesta realizada para identificar y analizar el impacto ambiental de la reconfiguración de la refinería en Minatitlán; incluye: El estudio de las plantas nuevas, el aspecto ambiental a estudiar en esas plantas, el tipo de descarga junto con la normatividad mexicana aplicable que se debe tener en cuenta para el control de las emisiones; y como parte central, los procedimientos para prevenir y minimizar las actividades de refinería que generen algún impacto ambiental.

Se puede concluir reconociendo la importancia de implementar estas recomendaciones en el proyecto de reconfiguración de la refinería de Minatitlán, ya que la mayoría de las propuestas buscan cumplir los requerimientos de las normas oficiales mexicanas. Estas recomendaciones incluyen la modificación de algunos equipos, pero en su mayoría contemplan la mejora en las operaciones y procesos, así como en la alimentación a las unidades; es decir, se busca que los nuevos procesos sean de fácil implementación y sobre todo que económicamente sean factibles y con un tiempo de recuperación de inversión bajo.

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1 INTRODUCCIÓN.

En los últimos años la necesidad de solucionar la problemática de la generación de emisiones y residuos (tanto al agua, atmósfera como a suelo), ha dado lugar al desarrollo de nuevos conceptos y técnicas con distintos nombres pero con similares objetivos, como son: La prevención de la contaminación, la minimización de residuos y emisiones o la tecnología limpia. En definitiva, todas ellas tienen dos ideas en común: Minimizar el consumo de insumos (materias primas, energía, agua, etc.) y reducir la generación de residuos y emisiones.

La identificación de impactos ambientales y su forma de control es una etapa anterior a la generación de emisiones, la cual busca frenar y minimizar las situaciones adversas de la generación de contaminantes. En el caso de los procesos ya en operación los planes de prevención de la contaminación buscan localizar las operaciones con alta incidencia en generación de emisiones y tratan de mitigar los efectos dañinos al ambiente de estas operaciones.

Hoy en día se reconoce que la mejor manera de prevenir la contaminación del medio ambiente es no generando contaminantes. Siempre que sea posible se debe evitar la generación de residuos o emisiones y, en particular, aquellos que necesiten un tratamiento especial para su eliminación.

Independientemente de las acciones que puedan emprenderse para la gestión de residuos y las emisiones por parte de los sectores de producción, el tema reviste tal gravedad que se han planificado acciones no sólo a nivel estatal, sino por parte de organismos privados, tanto de ámbito nacional como internacional. Para ello se proponen medidas que deberán tomar los distintos gobiernos e industrias, y que tienen en cuenta todos los aspectos del problema: Financiación, desarrollo de medios tecnológicos, recursos humanos, etc.

El presente trabajo de tesis, busca integrar la prevención de la contaminación, así como la identificación de impactos ambientales en el proyecto de reconfiguración de la Refinería "Lázaro Cárdenas" de Minatitlán, Veracruz, con el fin de aportar herramientas para controlar la generación y transferencia de emisiones y residuos.

1.2 OBJETIVOS.

- Identificar áreas de oportunidad para prevenir, minimizar y mitigar los impactos ambientales que el proyecto de reconfiguración de la Refinería "Lázaro Cárdenas" de Minatitlán, Veracruz; pudiera ocasionar al ambiente (en la etapa de operación), dados los nuevos tipos de procesos, las plantas nuevas y las demás mejoras que se hagan en la refinería.
- Incluir el análisis de las posibles descargas que se susciten durante la reconfiguración (identificar los contaminantes que se pueden emitir y transferir a aire, agua; así como la generación de residuos sólidos y residuos peligrosos); esto, aunado al conocimiento del proceso permitirá proponer modificaciones y mejoras en las operaciones de la refinería.
- Conocer en que procesos de refinación son generados los contaminantes, porque razones se producen residuos y que tipo de descarga emiten, ya sea a agua, suelo o aire.
- Proponer métodos de estimación de descargas y emisiones por parte de la Refinería de Minatitlán, analizando y seleccionando aquellos métodos más adecuados para su empleo, de acuerdo con el tipo de contaminante que se trate.
- Proponer una serie de acciones y mejoras en procesos con el fin de prevenir la generación de contaminantes, atendiendo a un desarrollo sustentable y acorde con la normatividad oficial mexicana vigente.

1.3 JUSTIFICACIÓN.

Las operaciones de refinería generan grandes cantidades de emisiones contaminantes. Es por ello que los proyectos de reconfiguración deben de incluir la correcta planeación de manera que se estudien los aspectos ambientales con el fin de prevenir la generación de contaminantes y de identificar los impactos de los ya generados y su posible mitigación.

Un proceso tan complejo como la Refinación requiere de herramientas específicas para una evaluación adecuada y eficiente del proceso; en vías de asegurar un bajo impacto al ambiente. Una guía como la que se pretende elaborar en esta tesis es una buena herramienta para este fin.

Entre los beneficios que puede tener la guía se encuentran:

- Ahorro de costos, pues identifican pérdidas de sustancias, a través de emisiones o de malas prácticas.
- Orientar el desarrollo y aplicación de Programas de Prevención de la Contaminación y de Riesgos Ambientales.
- Detección de áreas de oportunidad.
- Base inicial de información para emprender programas de manejo ambiental como el ISO 14001.

Al reducir o eliminar desechos una industria puede:

- Reducir los costos de eliminación de desechos.
- Reducir costos de energía, agua y materias primas.
- Reducir los costos de operación.
- Proteger a trabajadores, personas y el ambiente.
- Reducir el riesgo de derrames, accidentes y emergencias.
- Generar ingresos a partir de los desechos que se pueden vender.

Cabe preguntarse si las mejoras para conseguir la reducción de desechos en la refinería son viables. En realidad de lo que se puede apreciar en el marco internacional, varias refinerías han empleado metodologías de reducción de generación de desechos. El punto central no es la implementación de nuevas tecnologías, ni su costo, sino más bien la adaptabilidad de obreros e ingenieros para llevar a cabo estos cambios.

1.4 ALCANCES Y LIMITACIONES.

En este trabajo se pretende incluir las fuentes principales de emisiones contaminantes: Emisiones fugitivas del proceso, tanques, operaciones de carga y transferencia, aguas residuales, incineración de residuos, disposición subterránea en suelos y la transferencia fuera de la refinería para su empleo. Para cada categoría, se describe una metodología que proporciona una estimación de la emisión para esa fuente. Se han incluido los factores de la emisión con la referencia apropiada. En esta guía, se incluyen: (i) emisiones - se refieren fundamentalmente a descargas a la atmósfera (relacionadas a fuentes de emisiones fugitivas); (ii) efluentes líquidos (las descargas de aguas residuales a mantos acuíferos); (iii) la eliminación de desechos o el tratamiento de los mismos (relleno sanitario o landfarming); y (iv) las descargas anormales (derrames y fugas).

El alcance es de carácter cualitativo. No se pretende dar cifras de emisiones, sino más bien trazar el panorama de las posibles emisiones que se generarán y proponer mejoras a procesos y prácticas para minimizar los impactos ambientales, adecuar las buenas prácticas de operación que se llevan a cabo en otras refinerías y adaptarlas a las características de la refinería de Minatitlán.

Para este estudio se recopiló información acerca de los aspectos legales, ambientales y técnicos que sería deseable considerar en el proyecto de reconfiguración, analizando estos datos se proponen las mejores alternativas de mejoras a procesos y el empleo de tecnologías óptimas.

La consulta se hizo en fuentes de información pública.

CAPÍTULO 2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 ANTECEDENTES.

Al cumplir 66 años de su fundación, Petróleos Mexicanos se mantiene como la empresa generadora de valor económico más importante del país y la principal contribuyente a los ingresos del estado.

Petróleos Mexicanos vive hoy una etapa importante, buscando la incorporación de elementos que preserven la integridad de los procesos, de los trabajadores y de las instalaciones, al mismo tiempo que reduzcan el impacto en su entorno.

Dentro de las actividades de PEMEX, la subsidiaria PEMEX Refinación es una de las más importantes con sus 6 plantas de refinación.

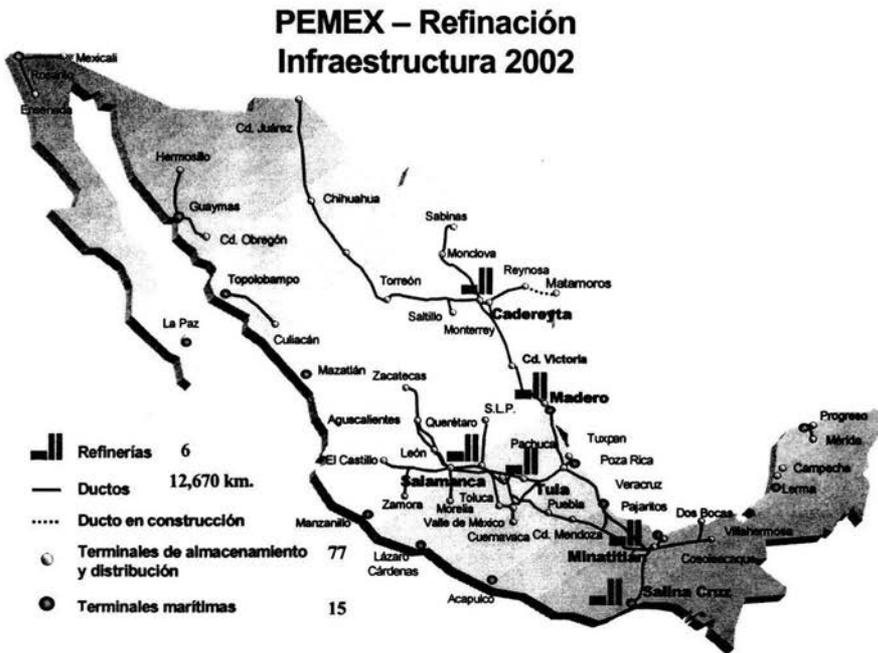


Figura 2.1. Ubicación de las refinerías en el país.

Fuente: Informe Estadístico de Labores, PEMEX Refinación 2002, marzo 2003.

2.1.1 ASPECTOS AMBIENTALES EN PEMEX REFINACIÓN.

En materia de protección ambiental, las emisiones totales a la atmósfera por parte de PEMEX Refinación fueron 6.9% menores a las registradas el año previo (2001) y la descarga de contaminantes al agua fue 37.4% menor. PEMEX Refinación registra altos consumos de agua y con el fin de hacer más eficiente el uso de este recurso cuenta con plantas de tratamiento de aguas residuales en sus seis refinerías, así como con plantas de tratamiento de aguas negras en las refinerías de Salamanca, Minatitlán y Salina Cruz. En conjunto se ha obtenido una reducción importante de aguas residuales descargadas, equivalente a 24.2 millones de metros cúbicos en 2002; se evitó emitir casi 1.0 miles de toneladas de contaminantes a cuerpos de agua; y el consumo de agua de primer uso se redujo, con lo cual se alcanzó un ahorro de 139 millones de litros por día. Al cierre de 2002 se tenían 87 auditorías ambientales concluidas; se contaba con 100 certificados ISO 9000 y ocho de ISO 14001.

La tendencia de la calidad de los combustibles en el mundo está dirigida a la reducción de emisiones contaminantes, producto de la combustión en fuentes móviles y fijas. Acorde con esta evolución, en 2002 PEMEX Refinación continuó trabajando para ofrecer combustibles que cumplan las especificaciones de calidad internacionales.

En los combustibles para uso automotor, específicamente gasolinas, las tendencias internacionales apuntan hacia la reducción en el contenido de aromáticos, olefinas y azufre; con la finalidad de disminuir la contaminación atmosférica por ozono, partículas y tóxicos en las zonas urbanas. En este sentido, las acciones emprendidas en PEMEX Refinación para mejorar la calidad de estos combustibles han permitido que en la actualidad las gasolinas mexicanas por sus componentes, salvo en el contenido de azufre, sean equivalentes en calidad a las comercializadas en Estados Unidos y Europa. En diesel, las tendencias internacionales muestran una disminución en el contenido de aromáticos y azufre para establecer el intervalo óptimo. Estas especificaciones obedecen a requerimientos tecnológicos y ambientales de los nuevos vehículos operados con diesel en Estados Unidos y Europa.

La situación en México es radicalmente diferente, ya que la calidad del diesel nacional es superior al promedio internacional. Por cuanto a los combustibles industriales, debido a los altos niveles de emisión de contaminantes originados por el uso del combustóleo, la tendencia internacional está dirigida a su sustitución por gas natural y su completa eliminación en zonas urbanas, limitando su uso a instalaciones industriales o de generación eléctrica.

En la tabla 2.1 a la tabla 2.5 se presenta información relevante en cuanto al inventario de emisiones de PEMEX.

Tabla 2.1 Emisiones y descargas de PEMEX por funciones (total).

EMISIONES Y DESCARGAS (TONELADAS)				
PEP	173,322	284	249,032	2,254
PR	428,531	1,663	115,883	17,823
PGFB	108,967	381	1,577	117
PPQ	30,368	715	18,110	0
Totales	741,171	3,044	384,353	19,995
Variación 2001 vs 2002 (tons.)				
	-218,549	-1,182	105,829	11,984
Variación 2001/2002 (%)				
	-22.8	-28.0	38.0	149.0

EMISIONES Y DESCARGAS TOTALES POR UNIDAD DE PRODUCTO (TONELADAS)				
	Emisiones y descargas totales	Producción	2001 %	2002 %
PEP	424,884	218,728,000	0.230	0.198
PR	583,511	84,549,127	0.788	0.873
PGFB	110,985	45,825,878	0.489	0.243
PPQ	48,181	5,373,454	1.033	0.915
Totales	1,148,561	332,277,459	0.500	0.349

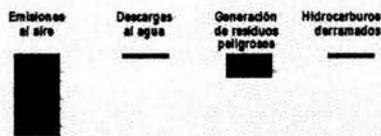


Tabla 2.2 Emisiones y descargas de PEMEX por funciones (A aire).

EMISIONES AL AIRE (TONELADAS)				
PEP	538,093	32,645	20,608	37,187
PR				
PGFB				
PPQ				
Totales	538,093	32,645	20,608	37,187
Variación 2001 vs 2002 (tons.)				
	-191,042	3,340	-6,628	-24,219
Variación 2001/2002 (%)				
	-27.8	3.8	-8.0	-23.7



Tabla 2.3 Emisiones y descargas de PEMEX por funciones (A agua).

DESCARGAS AL AGUA (TONELADAS)

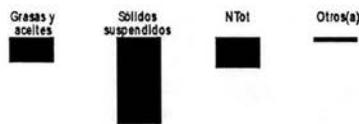
PEP	55	228	1	0
PR	228	951	450	34
PGPB	55	233	87	6
PPQ	85	622	7	2
Totales	422	2,033	545	43

Variación 2001 vs 2002 (tons.)

	-490	-412	-268	-12
--	------	------	------	-----

Variación 2001/2002 (%)

	-53.7	-16.8	-32.9	-22.5
--	-------	-------	-------	-------



Descargas al agua (Toneladas)

Total: 3,044

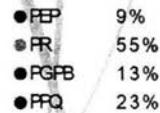
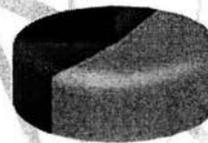


Tabla 2.4 Emisiones y descargas de PEMEX por funciones (gases de efecto invernadero).

EMISIONES DE CO₂ (MILLONES DE TONELADAS)

	1999	2000	2001	2002
PEP	13.9	14.2	13.3	10.5
PR	15.1	14.2	13.7	14.2
PGPB	6.3	6.5	6.4	6.2
PPQ	6.3	6.5	6.7	5.9
Totales	41.6	41.4	40.0	38.9

MMTons. de reducción vs 1999

4.6

MMTons. de reducción vs 2001

3.1

Emisiones de CO₂ (Millones de Toneladas)

Total: 36.913

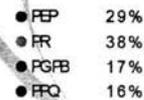


Tabla 2.5 Emisiones y descargas de PEMEX por funciones (residuos peligrosos).

RESIDUOS PELIGROSOS (TONELADAS)

		PEP	PR	PGPB	PPQ
Inventario inicial	95,677	9,585	76,846	1,736	7,510
Generación	384,353	249,032	115,693	1,517	18,110
Eliminación	398,780	253,769	127,933	979	16,099
Inventario final	81,250	4,848	64,606	2,274	9,521

Notas:

PEP = PEMEX Exploración y Refinación.

PR = PEMEX Refinería.

PGPB = PEMEX Gas y Petroquímica Básica.

PPQ = PEMEX Petroquímica.

Fuente: Informe Estadístico de Labores, PEMEX 2002, marzo 2003.

Tabla 2.6 Emisiones y descargas de contaminantes en la división de PEMEX Refinación 2002, SISPA. (en toneladas).

	Emisiones al aire					
	SO _x	NO _x	Partículas	COT (incluye COV's)	COV's	Emisiones totales
<i>PEMEX refinación</i>	338,093	32,645	20,606	37,187	34,913	428,531
Refinerías	332,498	24,554	20,439	27,286	25,334	404,777
Comercial	5	14	1	903	887	923
Distribución	5,590	8,077	166	8,998	8,692	22,831

	Descargas de contaminantes al agua				
	G y A	SST	N _{tot}	Otros	Descargas totales
<i>PEMEX refinación</i>	228	951	450	34	1,633
Refinerías	209	809	447	33	1,498
Comercial	1	3	-	-	4
Distribución	18	139	3	1	161

	Generación de residuos peligrosos	Derrames de hidrocarburos		EMISIONES Y DESCARGAS TOTALES
	Generación total	Número total	Total de hidrocarburos derramados	
<i>PEMEX refinación</i>	115,693	53	17,623	563,511
Refinerías	106,927	1	108	513,310
Comercial	573	2	18	1,518
Distribución	8,193	50	17,497	48,682

G y A: Grasas y aceites. SST: Sólidos suspendidos totales. N_{tot}: Nitrógeno total. COV's: Compuestos orgánicos volátiles
COT: Compuestos orgánicos totales

Fuente: Informe Estadístico de Labores, PEMEX 2002, marzo 2003.

2.1.2 RECONFIGURACIÓN DE LAS REFINERÍAS.

Desde hace algunos años, PEMEX ha destinado y comprometido importantes cantidades de recursos financieros para modernizar la industria de la refinación y poder hacer frente a las problemáticas de la balanza comercial. La composición de los hidrocarburos del subsuelo mexicano está fuertemente inclinada a crudo pesado, de allí que en la década pasada se iniciara la reconfiguración y modernización del Sistema Nacional de Refinación con el propósito de favorecer una mayor utilización de este tipo de crudo.

Algunos de los objetivos que impulsan este proceso de modernización son:

- ⇒ Incrementar reservas y capacidad de producción.
 - Fortalecer la exploración y el inventario de reservas para satisfacer la demanda de combustibles.
 - Aumentar las reservas de crudo ligero y de gas natural no asociado.
 - Incrementar la capacidad de producción de crudo ligero y mantener la de crudo pesado.
 - Procesar un mayor volumen de crudo maya¹.
 - Modificar la mezcla de productos.
 - Convertir al 100 % el petróleo independientemente de su tipo.
 - Incrementar la producción de gas natural.

- ⇒ Mejorar eficiencia y confiabilidad en las operaciones.
 - Modernizar el Sistema Nacional de Refinación (SNR) para modificar la estructura de producción hacia productos de mayor valor agregado.
 - Ampliar y adicionar nuevas interconexiones al sistema nacional de ductos.
 - Alcanzar niveles internacionales de seguridad industrial y protección ambiental.
 - Adecuar el Marco Normativo y modificar el Régimen Fiscal.
 - Reforzar la viabilidad de Madero y Minatitlán.

En mayo del 2003, se anunció la convocatoria de inversión para la reconfiguración de la refinería de Minatitlán, en el estado de Veracruz, en la que se invertirán 17 mil millones de pesos. PEMEX planea aumentar la capacidad de procesamiento de crudo en Minatitlán y pasar de los 200,000 barriles diarios que procesan actualmente a 350,000 y se espera que la proporción del crudo pesado Maya que se procesa pase del 32% al 60%. Una vez que se haya completado la reconfiguración, la producción de gasolina de esta planta se elevará de 57,000 barriles diarios que actualmente produce a 150,000 y la producción de diesel pasará de 34,000 barriles diarios a 75,000.

Se espera que el primer contrato se asigne en octubre o noviembre del 2003 y la reconfiguración completa se finalice en diciembre del 2007.

¹ El crudo Maya se caracteriza por su alta viscosidad y contenido de azufre, metales y asfaltenos; bajo rendimiento de fracciones ligeras en la destilación. Los retos derivados de la refinación de mezclas de crudos con alta proporción de Maya se hacen más complejos debido a la creciente demanda de combustibles ligeros (gasolina y diesel) con especificaciones cada vez más estrictas para proteger el ambiente. Ref. Instituto Mexicano del Petróleo. (<http://www.imp.mx/publicaciones/libro/libroIMP6.pdf>).

2.2 GENERALIDADES DEL PROCESO DE REFINACIÓN DE PETRÓLEO.

La refinación del petróleo es la separación por medios físicos, térmicos y químicos del petróleo crudo en fracciones destiladas que son posteriormente procesadas por pasos de separación y conversión para obtener los productos de petróleo deseados.

La industria de refinación de petróleo convierte el petróleo crudo en más de 2500 productos refinados que se pueden dividir en tres categorías: Combustibles (gasolina para automóviles, diesel para los vehículos pesados, gas LP -utilizado en estufas domésticas-, turbosina para aviones jet, petróleos combustibles -gasóleo destilado y residual-, combustóleo para el calentamiento en las operaciones industriales, queroseno y coque); productos no combustibles (solventes, aceites lubricantes, grasas, cera de petróleo, asfalto y coque); y materias primas para la industria química (nafta, etano, propano, butano, etileno, propileno, butileno, butadieno, benceno, tolueno y xileno). La industria de la refinación de petróleo se clasifica como SIC² 2911 que incluye la producción de productos de petróleo que pasan por la destilación y fraccionamiento del petróleo crudo, la re-destilación de derivados de petróleo no terminados, cracking y otros procesos.

La refinación de petróleo incluye una amplia variedad de procesos que están en función de la composición del crudo y del producto deseado. Las actividades de la refinería de petróleo comienzan con la llegada del crudo para su almacenamiento en la refinería, posteriormente la preparación, manipulación y operaciones de refinado de petróleo, para terminar con el almacenamiento previo al envío de los productos refinados.

Abajo se listan 5 categorías de procesos generales de refinería y operaciones asociadas:

1. Proceso de separación
 - a. Destilación atmosférica
 - b. Destilación al vacío
 - c. Recuperación de constituyentes ligeros (procesamiento de gas)
2. Conversión del petróleo
 - a. Cracking (Desintegración)
 - i. Cracking térmico
 - (1) Reducción de la viscosidad = visbreaking
 - (2) Proceso de cracking con vapor
 - (3) Procesos de coqueado
 - (a) Retardado y continuo (fluido)
 - ii. Cracking catalítico
 - (1) Lecho móvil (Thermofofor)
 - (2) Lecho fluidizado (FCC)
 - (3) Hidrocracking
 - b. Reformado catalítico
 - c. Alquilación
 - i. Ácido sulfúrico
 - ii. Ácido hidrofúorhídrico
 - d. Polimerización
 - e. Isomerización
 - i. Mediante Butano
 - ii. Mediante Pentano / Hexano
 - f. Procesos de manufactura de lubricantes, grasas, etc.

² SIC Standard Industrial Code. (Código de E.U.A.)

3. Tratamiento del petróleo
 - a. Desalado (desmineralización)
 - b. Hidrotratamiento catalítico
 - i. Hidrodesulfuración
 - (1) Naftas
 - (2) Destilados intermedios
 - (3) Gasóleos
 - c. Endulzamiento de sustancias químicas
 - i. Tratamiento con ácido o sosa
 - d. Eliminación del gas amargo
 - e. Desasfaltado
4. Almacenamiento y manejo del producto final
 - a. Almacenamiento
 - b. Mezclado
 - c. Carga.
 - d. Descarga
 - e. Extracción de solventes y descerado
5. Servicios auxiliares
 - a. Calderas
 - b. Tratamiento de agua
 - c. Producción de hidrógeno
 - d. Planta recuperadora de azufre
 - e. Torres de enfriamiento
 - f. Sistema de desfogue
 - g. Compresor
 - h. Turbinas
 - i. Bombas, tuberías, válvulas
 - j. Suministro eléctrico
 - k. Producción de vapor
 - l. Producción de asfalto
 - m. Plantas de aminas
 - n. Plantas de gas saturado e insaturado

Tabla 2.7 Resumen de los procesos de la industria de refinación de petróleo.

Nombre del proceso	Acción	Método	Propósito	Alimentación	Productos
PROCESOS DE FRACCIONAMIENTO					
Destilación Atmosférica	Separación	Térmico	Separar fracciones	Crudo desalado	Gas, gasóleo, destilado residual
Destilación a vacío	Separación	Térmico	Separar fracciones	Residuos de la torre atmosférica	Gasóleo, fracciones diversas, residuos
PROCESOS DE CONVERSIÓN – DESCOMPOSICIÓN					
Cracking Catalítico	Alteración	Catalítico	Mejorar la calidad de la gasolina	Gasóleo, destilado de coque	Gasolina, alimentación a petroquímica
Coqueado	Póimerizar	Térmico	Convertir residuos de vacío	Gasóleo, destilado de coque	Gasolina, alimentación a petroquímica
Hydrocracking	Hydrogenación	Catalítico	Convertir a HC's ligeros	Gasóleo, aceite craqueado y residual	Productos ligeros de más alta calidad
Reformado de hidrógeno	Descomponer	Térmico/ catalítico	Producir hidrógeno	Gas desulfurizado, O ₂ , vapor	Hidrógeno, CO, CO ₂
Cracking de vapor	Descomponer	Térmico	Craquear moléculas grandes	Destilado pesado de la torre atmosférica	Nafta craqueado, coque, residuos
Reducción de la viscosidad	Descomponer	Térmico	Reducir la viscosidad	Residuos de la torre atmosférica	Destilado, alquitran
PROCESOS DE CONVERSIÓN – UNIFICACIÓN					
Alquilación	Combinar	Catalítico	Olefinas & isoparafinas	Torre de isobutano	Iso-octano (alquilato)
Composición de grasas	Combinar	Térmico	Combinar jabones & aceites	Aceite lubricante, ácidos grasos, alquilmetales	Grasa lubricante
Póimerización	Póimerizar	Catalítico	Unir 2 o más olefinas	Olefinas	Alto-octanaje, nafta, material petroquímico
PROCESOS DE CONVERSIÓN – ALTERACIÓN O REARREGLO					
Reformado Catalítico	Alteración/ deshidratación	Catalítico	Mejorar el bajo octanaje	Nafta de coquizadora e hydrocracking	Alto octanaje, aromático
Isomerización	Rearreglo	Catalítico	Convierte cadenas cortas en largas	Butano, pentano, hexano	Isobutano/ pentano/ hexano
Desalado	Deshidratación	Absorción	Remover contaminantes	Petróleo crudo	Petróleo crudo desalado

Tabla 2.7 Resumen de los procesos de la industria de refinación de petróleo. (Continuación).

Nombre del proceso	Acción	Método	Propósito	Alimentación	Productos
PROCESOS DE CONVERSIÓN – ALTERACIÓN O REARREGLO					
Tratamiento de Aminas	Tratamiento	Absorción	Remover contaminantes ácidos	Gas amargo, HC's , CO ₂ y H ₂ S	Gases libres de ácidos y líquidos HC's
Desalado	Deshidratación	Absorción	Remover contaminantes	Petróleo crudo	Petróleo crudo desalado
Secado & endulzado	Tratamiento	Absorción / térmico	Remover H ₂ O & cmpts de azufre	Liq HC's, LPG,	Hidrocarburos secos y endulzados
Extracción de Furfural	Extracción de Solventes	Absorción	Mejorar la calidad de los destilados	Aceites cíclicos	Diesel de alta calidad y aceite lubricante
Hidrodesulfuración	Tratamiento	Catalítico	Remover azufre y contaminantes	Residuos con alto contenido de azufre/ gasóleo	Olefinas desulfurizadas
Hidrotatamiento	Hidrogenación	Catalítico	Remover impurezas, HC's saturados	Residuos, HC's craqueados	Alimentación craqueada, destilados, lubricante
Extracción de fenol	Extr. solvente	Absorción / térmico	Mejorar el índice de viscosidad, color	Base para hacer aceites lubricantes	Aceites lubricantes de alta calidad
Desasfaltado de solventes	Tratamiento	Absorción	Remover asfalto	Residuos de la torre de vacío, propano	Aceites lubricantes pesados, asfalto
Decerado de solventes	Tratamiento	Frío/ filtro	Remover cera de los lubricantes	Aceites lubricantes de la torre de vacío	Bases para lubricantes sin cera
Extracción de solventes	Extracción de solventes	Absorción precip.	Separar aceites insaturados	Gasóleo, reformado, destilado	Gasolina de alto octanaje
Endulzamiento	Tratamiento	Catalítico	Remover H ₂ S, convertir mercaptanos	Destilado no tratado/gasolina	Destilado de alta calidad/gasolina

Fuente: OSHA (Occupational Safety & Health Administration) Technical Manual Sección IV, Capítulo 2. PETROLEUM REFINING PROCESSES. www.osha.gob.

2.3 DESCRIPCIÓN BREVE DEL PROCESO DE REFINACIÓN.

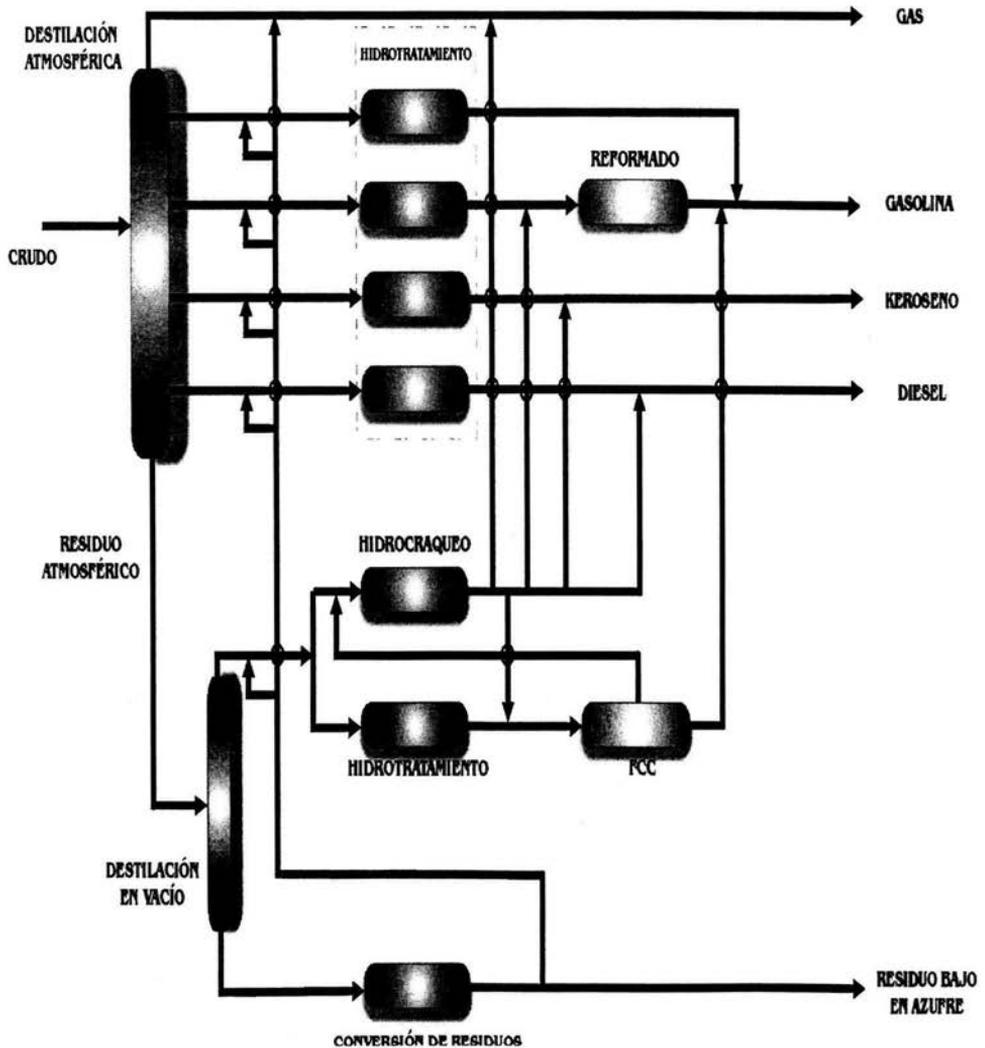


Figura 2.2. Esquema simplificado de una refinera típica, (Jones, 1995).

A continuación se describen brevemente estos procesos³:

1. PROCESOS DE SEPARACIÓN.

El petróleo está constituido de una mezcla de hidrocarburos que incluyen compuestos aromáticos, nafténicos y parafínicos con pequeñas cantidades de impurezas como nitrógeno, azufre, oxígeno y metales.

La destilación incluye el calentamiento, vaporización, fraccionamiento, condensación y enfriamiento de la alimentación. La primera fase de la refinación de petróleo consiste en separar el aceite crudo en sus principales componentes sobre la base de sus puntos de ebullición empleando tres subprocesos: Destilación atmosférica, destilación al vacío y recuperación de constituyentes ligeros (procesamiento de gas).

- **Destilación atmosférica.** Este es el primer proceso que aparece en una refinería. El petróleo que se recibe por ductos desde las instalaciones de producción, se almacena en tanques cilíndricos verticales, de donde se bombea a las instalaciones de destilación atmosférica para recibir un primer tratamiento, que consiste en la eliminación de sales (desalado); el petróleo crudo ya desalado se calienta en un intercambiador de calor y un horno alrededor de 400 °C y se alimenta a una columna vertical de destilación a presión atmosférica, donde la mayor parte de la alimentación se vaporiza y es separada en varias fracciones al condensarse en bandejas de fraccionación, cada bandeja corresponde a una temperatura diferente de condensación. Estas son conducidas subsecuentemente a diferentes tipos de tratamiento. Las fracciones más ligeras se condensan y son reunidas en el domo de la columna. Las fracciones más pesadas, que no pueden vaporizarse en la columna, son la alimentación de la columna a vacío. Dentro de cada torre de destilación, varias corrientes de vapor laterales (por lo menos cuatro) de componentes de bajo punto de ebullición son removidas de diferentes bandejas en la torre. Estas mezclas de bajo punto de ebullición están en equilibrio con los componentes más pesados que se deben remover. Las corrientes laterales son mandadas a una torre pequeña de separación que contiene de cuatro a diez bandejas con vapor inyectado en el fondo de la bandeja. Las corrientes de vapor separan los componentes ligeros de los más pesados y ambos son alimentados de nueva cuenta a la torre.

Las fracciones obtenidas de la destilación atmosférica incluyen: Gas combustible no condensable (principalmente metano y etano), nafta, gasolina, queroseno, gasóleo, diesel, aceite combustible ligero, turbosina y gasóleo pesado. En el fondo de la torre queda el denominado "crudo reducido" o residuo primario constituido por compuestos de petróleo con un alto punto de ebullición.

Usualmente el gas combustible contiene también sulfuro de hidrógeno y gases de amoníaco. La mezcla de estos gases es conocida como "gas amargo", este es mandado al sistema de tratamiento de gas que separa el gas del combustible para que se pueda utilizar en los hornos y calderas de la propia refinería.

- **Destilación al vacío.** El "crudo reducido" pasa a una segunda columna de destilación que opera a condiciones de vacío donde se logra la vaporización adicional de gasóleos con alto punto de ebullición y residuos de vacío que se utilizan en la preparación de combustóleos, asfalto y como alimentación en plantas reductoras de viscosidad para su conversión a productos ligeros. En la unidad de destilación a vacío, los residuos primarios son calentados a temperaturas que van de 370 a 425 °C (700 a 800 °F).

³ La descripción de los procesos de refinación se hizo con información de las Referencias bibliográficas Libros: 7, 8, 10, 11, 12, 13 y 14; Internet: 4.

El crudo reducido es introducido a una columna de destilación a vacío multiplato, que opera en presiones absolutas que van de 350 a 1400 kilogramos por metro cuadrado (kg/m^2) (0.5 a 2 libras por pulgada cuadrada absoluta [psia]).

En la columna a vacío, las fracciones de punto de ebullición cercano se separan por vaporización y condensación. El vapor que se genera se inyecta normalmente en el fondo de la columna para ayudar a la separación, reduciendo las presiones parciales efectivas de los componentes. Las fracciones de petróleo que se obtienen incluyen lubricantes, una variedad de asfalto, y aceites residuales. El vacío en la columna de la destilación es mantenido generalmente por el uso de eyectores de vapor pero puede ser mantenido por el uso de bombas de vacío.

2. PROCESOS DE CONVERSIÓN.

Para satisfacer las demandas de gasolina de alto octanaje, turbosina y combustible diesel, los componentes tales como aceites residuales, aceites combustibles y ligeros son convertidos a gasolinas y otras fracciones ligeras.

El craqueo, coqueado, y los procesos de reducción de viscosidad se utilizan para *romper* grandes moléculas de petróleo y volverlas pequeñas. Los procesos de polimerización y alquilación se utilizan para *combinar* moléculas pequeñas de petróleo y hacerlas más grandes.

Los procesos de isomerización y *reformado* se aplican para volver a arreglar la estructura de moléculas de petróleo, para producir moléculas de un tamaño molecular semejante, pero con mayor valor en el mercado.

- *Desintegración catalítica*. También denominada cracking catalítico, tiene como objetivo maximizar la producción de gasolinas mediante el uso de catalizadores que transforman los hidrocarburos modificando el mecanismo de ruptura de los enlaces de carbono y aumentando la velocidad de transformación; así mismo, disminuyen o eliminan reacciones secundarias indeseables y la severidad de las primarias. Los catalizadores pueden tener como soporte arcilla natural o ser sintéticos como la sílice-alumina.

El cracking catalítico emplea calor, presión y un catalizador para romper moléculas grandes de hidrocarburos en moléculas ligeras más pequeñas. El cracking catalítico ha reemplazado en gran parte al cracking térmico debido a que es capaz de producir gasolina con un octanaje más alto y gases combustibles menos pesados.

La alimentación consiste en aceites ligeros y pesados (con puntos de ebullición de 345 a 540 °C) de la unidad de la destilación, destilación a vacío, coqueado y desasfaltado; que se procesan principalmente para obtener gasolina, así como algunos gases de petróleo combustible.

La mayoría de los catalizadores utilizados consisten en mezclas del cristal sintético silicio-alumina llamado "zeolita," y sílica-alumina amorfa.

Este proceso también produce coque el cual se adhiere en la superficie del catalizador y disminuye sus propiedades catalíticas. El catalizador, por lo tanto, necesita ser regenerado continua y periódicamente, esencialmente quemando el coque en el catalizador a temperaturas altas. El método y la frecuencia con las que los catalizadores se regeneran son un factor de gran importancia en el diseño de unidades de cracking catalítico. Varios diseños se encuentran actualmente en uso en los EE.UU., incluyendo reactores de lecho fijo, reactores de lecho móvil, reactores de lecho fluidizado, o bien, de lecho mixto. Los reactores de lecho móvil y de lecho fluidizado son los predominantes.

Las unidades de cracking catalítico fluidizado (FCCU's) son las unidades catalíticas más comunes de cracking.

En el proceso de lecho fluidizado, el vapor de petróleo y el petróleo precalentado de 270 a 430 °C, se contactan con el catalizador que se encuentra a una temperatura de 700 °C, ya sea en el reactor mismo o en la línea de alimentación al reactor, llamada tubo incrementador.

El catalizador se encuentra en forma de gránulos muy finos que, cuando se mezclan con el vapor, adquieren muchas de las propiedades de un fluido. El catalizador caliente vaporiza la alimentación haciendo que ambos lleguen a la temperatura deseada de reacción (470 a 530 °C). El catalizador fluidizado y el vapor de los hidrocarburos que han reaccionado se separan mecánicamente en el reactor mediante ciclones; y cualquier aceite que quede en el catalizador es quitado mediante vapor. Los vapores craqueados del petróleo son alimentados a una torre de fraccionamiento donde las fracciones deseadas se separan y son recolectadas. El catalizador gastado se va al fondo del reactor y es mandado a unas charolas por medio de vapor, donde se eliminan los hidrocarburos absorbidos, una vez hecho esto es enviado a un regenerador, en el cual el coque depositado en el catalizador como resultado de las reacciones de craqueo, se quema en un proceso controlado de combustión con aire precalentado. La temperatura del regenerador es generalmente de 595 a 675 °C. El catalizador es entonces recirculado para ser mezclado con la alimentación fresca de hidrocarburos.

En el proceso de lecho móvil (usualmente llamado Cracking catalítico Thermafor TCC), el petróleo es calentado hasta 705 °C y es pasado a presión por el reactor, donde se pone en contacto con una corriente de catalizador en forma de cuentas o pastillas localizadas en el domo del reactor. Las reacciones de cracking suceden cuando el catalizador y los hidrocarburos se mueven consecutivamente hacia abajo a través del reactor hacia una zona donde el catalizador se separa de los vapores. Los productos gaseosos de la reacción van a un fraccionador donde se separan y recolectan. El catalizador se regenera en un proceso continuo donde los depósitos de coque se queman después de eliminar los hidrocarburos residuales.

El catalizador regenerado se separa de los gases de chimenea y se recircula para ser mezclado con la alimentación fresca de hidrocarburo. En los últimos años los reactores de lecho móvil han sido reemplazados en gran parte por reactores de lecho fluidizado.

- **Reducción de la viscosidad o cracking térmico.** Consiste en la desintegración térmica incipiente de residuos de la destilación a vacío, y ocasionalmente de residuos de destilación atmosférica, para obtener un residuo de menor viscosidad que permite disminuir el consumo de diluyentes en la preparación de combustibles. Emplea calor y presión para romper moléculas grandes de hidrocarburos en moléculas ligeras más pequeñas. El proceso ha sido reemplazado en gran parte por el cracking catalítico. Ambos reducen la producción de compuestos menos valiosos tales como aceite combustible pesado y aumenta la eficiencia del cracking catalítico y de la gasolina. La alimentación a la unidad de reducción de la viscosidad es aceite combustible pesado y residuos de la unidad de destilación a vacío. La alimentación es calentada en un horno u otra unidad térmica hasta 535 °C y entonces se alimenta a una cámara de reacción que se mantiene en una presión cercana a 965 kPa. Después la corriente del proceso se mezcla con una corriente más fría de recirculación, que detiene las reacciones de craqueo. El producto entonces es alimentado a una unidad flash, donde la presión se reduce y los productos más ligeros se vaporizan y son removidos. Los productos más ligeros son alimentados a una torre de fraccionamiento para separar las diversas fracciones. Los fondos consisten en residuo pesado, una parte de este se recircula para refrescar la corriente del proceso que sale de la cámara de reacción; los fondos restantes se mezclan generalmente con el combustible residual.

- **Reformado Catalítico.** El reformado catalítico utiliza reacciones catalíticas para procesar corrientes de la línea de pesados de bajo octanaje en la unidad de destilación (gasolinas y naftas) en aromáticos de alto octanaje (incluyendo el benceno).

Hay cuatro tipos de reacciones que ocurren durante los procesos de reformado: 1) Deshidrogenación de naftenos a aromáticos; 2) Deshidrociclización de parafinas a aromáticos; 3) Isomerización; e 4) Hidrocracking.

Las reacciones de deshidrogenación son muy endotérmicas, requiriendo que la corriente de hidrocarburos sea calentada entre cada lecho de catalizador. Todas las reacciones exceptuando la de hidrocracking producen hidrógeno que se puede utilizar en los procesos de hidrotatamiento o hidrocracking. Los procesos de lecho mixto o lecho fluidizado se utilizan en una serie de tres a seis reactores. Las alimentaciones al reformador catalítico son generalmente hidrotatadas para quitar el azufre, nitrógeno y los contaminantes metálicos. En el proceso de reformado continuo, los catalizadores se pueden regenerar en un reactor a la vez, una o dos veces al día, sin interrumpir la operación de la unidad. En unidades semiregenerativas, la regeneración de todos los reactores se puede llevar a cabo simultáneamente después de 3 a 24 meses de operación interrumpiendo el proceso. Debido a la legislación se ha limitado la cantidad admisible de benceno en la gasolina, por lo que el reformado catalítico ya no se utiliza. Los catalizadores utilizados en el reformado catalítico son extremadamente caros y hay que tomar ciertas medidas para asegurar que el catalizador no se pierda.

Cuando el catalizador ha perdido su actividad y ya no puede ser regenerado, se manda generalmente fuera del proceso para la recuperación de los metales.

- **Reformación de naftas.** Los cortes de nafta que se obtienen por destilación directa de cualquier tipo de petróleo presentan un número de octano muy bajo (de 45 a 55). Es necesario entonces modificar su estructura química, y para ello se utiliza el proceso de reformación en el que a condiciones de presión moderada y alta temperatura, se promueven reacciones catalíticas que conducen a la generación de compuestos de mayor octanaje como son los aromáticos y las isoparafinas a partir de hidrocarburos de tipo nafténico y parafínico.

Como subproducto se forma hidrógeno, que se utiliza en la misma refinería en los procesos de hidrotatamiento.

Las reacciones son promovidas por catalizadores basados en alúmina como soporte de metales activos (platino-renio o platino-estaño).

- **Coqueado.** El coqueado es un proceso térmico que se utiliza para convertir el aceite combustible residual de bajo valor a gasóleo (de un valor más elevado), a coque de petróleo y a fracciones más ligeras de petróleo. Los residuos de la destilación al vacío se craquean en el proceso de coqueado a una temperatura alta y presión baja. El coqueado retardado es el proceso más utilizado, aunque el coqueado en lecho fluido también es una opción.

Como parte del proceso de coqueado se produce también coque de petróleo, que es carbón esencialmente sólido con cantidades variables de impurezas, y se utiliza como un combustible para centrales eléctricas si el contenido de azufre es suficientemente bajo.

El coque tiene también aplicaciones no combustibles: Materia prima para muchos productos de carbón y grafito (incluyendo ánodos para la producción de aluminio y electrodos de horno para la producción de fósforo elemental, bióxido de titanio, carburo de calcio y carburo de silicio).

El coqueado en lecho fluido produce coque de mejor calidad. En operaciones de coqueado retardado, el proceso básico es el mismo que el de cracking térmico, sólo que las corrientes de alimentación pueden reaccionar durante más tiempo sin ser enfriadas.

La corriente de alimentación del coqueado retardado consiste en aceites residuales de varios procesos anteriores, que son primero introducidos a una torre de fraccionamiento donde los compuestos residuales más ligeros son removidos y los pesados se condensan.

Los componentes pesados se remueven y son calentados en un horno alrededor de 480 a 535 °C y entonces se alimentan (en estado líquido - vapor) a una bandeja llamada "tambor de coque" donde con tiempo controlado de residencia, a una presión de 205 a 210 kPa, y temperatura de 400 °C, se craquea para formar coque y vapores. Cuando el tambor de coque se llena del producto, la alimentación es cambiada a un tambor paralelo vacío. Los vapores a alta temperatura de los tambores de coque, que contiene productos como hidrocarburos ligeros craqueados, sulfuro de hidrógeno y amoníaco, se alimentan de nueva cuenta al fraccionador para controlar el tiempo de residencia en el calentador o se almacenan como productos intermedios. Se inyecta entonces vapor en el tambor repleto de coque para quitar los vapores de hidrocarburos, y agua para enfriar el coque y retirarlo del tambor. Los productos son: Coque de petróleo, gasóleo, y fracciones más ligeras de petróleo.

En el proceso de coqueado fluido, usualmente llamado Flexicoking, las alimentaciones residuales de aceites se inyectan en el reactor, donde son craqueados térmicamente, convirtiéndose en coque y una gran variedad de productos en fase vapor. Los vapores salen del reactor y se agotan en un depurador, donde las impurezas de coque se quitan. Los vapores entonces se fraccionan.

El coque del reactor entra en un calentador y se desvolatiliza. Los volátiles del calentador se tratan para la eliminación de impurezas y azufre para dar un gas libre de partículas y bajo contenido de azufre. El coque desvolatilizado se recircula del calentador a un gasificador donde 95% del coque del reactor se gasifica a una temperatura alta con vapor, aire o con oxígeno.

Los productos y el coque gaseoso del gasificador son devueltos al calentador para suministrar calor para la desvolatilización. Estos gases salen del calentador con los volátiles para ir a un proceso de eliminación de azufre y partículas.

- **Hidrocracking.** El hidrocracking catalítico utiliza normalmente una mezcla de un reactor de cracking catalítico de lecho fijo con cracking que se da a alta presión en presencia de hidrógeno. La alimentación a las unidades de hidrocracking es a menudo fracciones que son difíciles de craquear eficientemente en las unidades de cracking catalítico. Estas incluyen: Destilados medianos, aceites cíclicos, aceites combustibles residuales y crudos reducidos. El hidrógeno suprime la formación de materia residual pesada y aumenta el rendimiento de gasolina reaccionando con los productos ya craqueados. Sin embargo, este proceso rompe también los hidrocarburos pesados que contienen azufre y nitrógeno y libera estas impurezas que pueden ensuciar el catalizador. Por esta razón, la alimentación es a menudo sometida a hidrotatamiento para quitar las impurezas. A veces el hidrotatamiento se logra utilizando el primer reactor del proceso de hidrocracking para quitar las impurezas. El agua también tiene un efecto perjudicial en algunos catalizadores de hidrocracking y se debe quitar antes de alimentar al reactor. El agua se quita pasando la corriente de alimentación por un gel de sílica o un secador de criba molecular. Dependiendo de los productos deseados y el tamaño de la unidad, el hidrocracking catalítico se realiza en una sola etapa o varias etapas de reacción. La mayoría de los catalizadores consisten en una mezcla de sílice-alumina con cantidades pequeñas de metales del grupo de tierras raras.

La alimentación a la unidad de hidrocracking también es usualmente hidrotratada para eliminar el sulfuro de hidrógeno y el amoníaco que envenenan al catalizador.

Corrientes de gas amargo y agua amarga se producen en el fraccionador, pero con el hidrotratamiento es posible eliminar en gran medida el contenido de estos contaminantes.

El catalizador es generalmente regenerado fuera del proceso después de dos o cuatro años de operación.

3. PROCESOS DE TRATAMIENTO.

Los procesos de tratamiento de Petróleo estabilizan y mejoran los productos finales, separándolos de productos menos deseables y quitando trazas de elementos indeseables como azufre, nitrógeno y oxígeno mediante hidrodeshulfuración, hidrotratamiento, endulzamiento químico, y/o remoción. Los procesos de tratamiento, empleados principalmente para la separación de productos de petróleo, incluyen el proceso de desasfaltado. El desalado se utiliza para quitar sales, minerales, arena, y el agua de alimentación del petróleo crudo antes de refinar.

- **Desalado del petróleo crudo.** Antes de la separación en fracciones, el petróleo crudo debe usualmente ser tratado para quitar sales corrosivas. El desalado es un proceso que también elimina algunos de los metales y los sólidos suspendidos que causan la desactivación del catalizador.

El desalado implica mezclar el petróleo crudo calentado con agua (cerca del 3 al 10 por ciento del volumen de petróleo crudo) para que las sales se disuelvan en el agua. El agua entonces se debe separar del petróleo crudo agregando un desmulsificador o, más comúnmente, aplicando un campo de alto potencial eléctrico.

- **Hidrotratamiento.** El hidrotratamiento es un proceso que se utiliza para quitar impurezas como azufre, nitrógeno, oxígeno, halógenos e impurezas de metales que pueden desactivar a ciertos catalizadores.

El hidrotratamiento mejora también la calidad de fracciones convirtiendo olefinas y diolefinas a parafinas con el propósito de reducir la formación de resina en combustibles. El hidroprocesamiento, utiliza comúnmente residuos de las unidades de destilación de crudo, también convierte estas moléculas más pesadas a productos ligeros más rentables. Las unidades de hidrotratamiento e hidroprocesamiento se colocan generalmente antes de las unidades que emplean catalizadores, en las que el azufre y nitrógeno podrían tener efectos adversos en el catalizador, como el reformado catalítico y las unidades de hidrocracking. Los procesos utilizan catalizadores en presencia de pequeñas cantidades de hidrógeno a presión y temperaturas altas para que reaccionen tanto la alimentación como las impurezas con el hidrógeno. Los reactores son en su mayoría de lecho mixto, el catalizador se regenera después de meses o años de operación. Además de los productos tratados, el proceso genera una corriente de gases ligeros combustibles, sulfuro de hidrógeno, y de amoníaco. El producto tratado y el gas rico en hidrógeno se enfrían después de que salen del reactor antes de que sean separados. El hidrógeno es recirculado al reactor. La corriente remanente de gas puede tener demasiado sulfuro de hidrógeno y gas combustible. El gas combustible y el sulfuro de hidrógeno se mandan usualmente a la unidad de tratamiento de gas amargo, y a la unidad de recuperación de azufre. Los catalizadores son típicamente óxidos de cobalto o molibdeno en base alumina, pero pueden contener también níquel y tungsteno.

- **Hidrodeshulfuración de destilados intermedios.** El proceso se divide en tres secciones: Reacción, separación y estabilización. En la sección de reacción se lleva a cabo una reducción catalítica con hidrógeno: Olefinas, nitrógeno, azufre y oxígeno.

En la separación se recircula la corriente de hidrógeno que no reaccionó y el líquido del separador al cual se le eliminan los hidrocarburos ligeros y el ácido sulfhídrico producido (gas amargo). La sección de estabilización tiene como finalidad eliminar el remanente de gas amargo y ajustar por destilación la fracción de hidrocarburos.

- **Hidrodesulfuración de naftas.** Se le denomina hidrotratamiento o hidrodesulfuración a este proceso debido al uso de hidrógeno para eliminar compuestos de azufre presentes en los hidrocarburos formando ácido sulfhídrico.

En el proceso ocurren reacciones adicionales que permiten complementar el tratamiento al eliminar compuestos nitrogenados, convertir las olefinas en compuestos saturados y reducir el contenido de aromáticos. El hidrotratamiento requiere de altas presiones y temperaturas; la conversión se realiza en un reactor químico con catalizador sólido, constituido por alúmina impregnada con molibdeno, níquel y cobalto. Este paso permite preparar la carga para el proceso de reformación.

- **Tratamiento químico.** En las refinerías de petróleo, el tratamiento de una sustancia química es utilizado para quitar o cambiar las propiedades indeseables asociadas con azufre, nitrógeno, u oxígeno que contaminan a los productos de petróleo. El tratamiento de una sustancia química es efectuado por extracción u oxidación (también llamado endulzamiento), dependiendo del producto. La extracción se utiliza para quitar azufre de las fracciones muy ligeras de petróleo, tal como propano/propileno (PP) y butano/butileno (BB). El endulzamiento, es más efectivo en gasolinas y productos destilados de peso medio. Un proceso típico de extracción es la extracción "Merox". La extracción Merox se utiliza para quitar mercaptanos (compuestos orgánicos de azufre) de PP y corrientes de BB. Las corrientes de PP pueden experimentar un tratamiento de aminas antes de la extracción Merox para quitar el exceso de H_2S , que tiende a fraccionar con PP e interfiere en el proceso Merox. Un prelavado con sosa cáustica del PP y BB quita algunas trazas de H_2S antes de la extracción Merox. El PP y las corrientes de BB son conducidas por bandejas de la torre de extracción. La solución de sosa fluye hacia abajo de la torre de extracción absorbiendo los mercaptanos del PP y de las corrientes de BB.

La sosa rica en mercaptanos es regenerada oxidándolos y formando disulfuros en la presencia de un catalizador acuoso de Merox y la sosa pobre es recirculada a la torre de extracción. El disulfuro es insoluble y puede ser separado. La oxidación o "endulzamiento" se utiliza con fracciones de gasolina y destilado. Un proceso común de oxidación es también el proceso Merox que utiliza un lecho sólido de catalizador.

Aire y una cantidad mínima de sosa alcalina se inyecta en la corriente de hidrocarburo. Como el hidrocarburo pasa por el lecho del catalizador Merox, los mercaptanos se oxidan a disulfuros. En el proceso de endulzamiento Merox, la sosa no es regenerada.

- **Endulzamiento.** El endulzado de destilados es alcanzado por la conversión de mercaptanos a disulfatos de alquilo en la presencia de un catalizador. La conversión puede ser seguida por un paso de extracción para la eliminación de los disulfatos de alquilo. En el proceso de la conversión, el azufre se añade al destilado amargo con una cantidad pequeña de sosa y aire.

La mezcla entonces se pasa sobre un catalizador de lecho fijo, contra un flujo de sosa cáustica que entra del domo del recipiente.

En el proceso de la conversión y la extracción, el destilado amargo se lava con sosa y entonces es contactado en el extractor con una solución de catalizador y sosa. El destilado extraído entonces se contacta con aire para convertir los mercaptanos a disulfatos.

Después de la oxidación, el destilado se asienta, se agregan inhibidores, y es mandado a almacenamiento. La regeneración es alcanzada mezclando sosa del fondo del extractor con aire, y entonces se separan los disulfatos y el aire en exceso.

- **Endulzamiento con aminas.** El objetivo de este proceso es eliminar el ácido sulfhídrico y bióxido de carbono de corrientes de hidrocarburos líquidos y gaseosos, mediante su absorción en soluciones acuosas de monoetanolamina (MEA) o dietanolamina (DEA).
- **Tratamiento cáustico.** Se utiliza para la eliminación de mercaptanos, ácido sulfhídrico, bióxido de carbono, sulfuro de carbonilo, fenoles y tiofenoles mediante su reacción con sosa, lo cual evita la corrosión causada en los equipos de proceso y la generación de olores.
- **Desasfaltado.** El desasfaltado polimeriza aceites residuales asfálticos por oxidación, incrementando su temperatura de fusión y dureza para lograr una mejor resistencia al clima.
Los aceites, que contienen una cantidad grande de compuestos policíclicos aromáticos (aceites asfálticos), son oxidados soplando aire calentado a través de una mezcla calentada por lotes, en un proceso continuo, pasando aire caliente a contracorriente al flujo del aceite. La reacción es exotérmica, y se necesita en ocasiones vapor para el control de la temperatura. A veces, el cloruro férrico, o el penta óxido de fósforo se utiliza como un catalizador para aumentar la rapidez de la reacción y para impartir características especiales al asfalto.
- **Alquilación.** La alquilación se utiliza para producir una gasolina de alto octanaje mezclando el isobutano formado principalmente durante el cracking catalítico y las operaciones de coqueado, pero también del reformado catalítico, la destilación de crudo y gas natural. La alquilación une una olefina y una isoparafina utilizando ácido sulfúrico o ácido fluorhídrico como catalizador. Los productos son alquilados líquidos como propano y butano. Cuando la concentración del ácido llega a ser menor de 88%, parte del ácido se debe quitar y reemplazar con ácido más fuerte. En el proceso con ácido fluorhídrico, la corriente de ácido se redestila. Los productos disueltos de la polimerización se quitan del ácido en forma de una nata oscura de petróleo. El ácido fluorhídrico concentrado se recircula. Las unidades de alquilación con ácido fluorhídrico requieren de un diseño especial.
- **Isomerización.** La isomerización se utiliza para alterar el arreglo de una molécula sin agregar o quitar algo de la molécula original. Usualmente, las parafinas (butano o pentano de la unidad de destilación de crudo) son convertidas a isoparafinas que tiene un octanaje mucho más alto.

Las reacciones de isomerización suceden en un intervalo de temperaturas de 100 a 200 °C en presencia de un catalizador que consiste generalmente en platino soportado en una base. En el reactor, la alimentación debe estar libre de fuentes de oxígeno (incluyendo agua) para evitar problemas de desactivación y corrosión. Otro tipo de catalizador emplea una base molecular tipo tamiz y no requiere una alimentación seca y libre de oxígeno. Ambos tipos de catalizadores requieren una atmósfera de hidrógeno para aminorar los depósitos de coque; sin embargo, el consumo de hidrógeno es insignificante. Los catalizadores necesitan usualmente ser reemplazados cada dos o tres meses.

Los ligeros se separan de la corriente de producto que salen del reactor y entonces son mandados a la unidad de tratamiento de gas amargo.

Algunas unidades de isomerización utilizan tratamiento cáustico en la corriente de ligeros para neutralizar algún ácido clorhídrico que se haya depositado. Esto tendrá como resultado un cloruro de calcio (u otras sales) en la corriente de desecho.

- **Polimerización.** La polimerización se utiliza para convertir propano y butano en gasolina con alto octanaje. El proceso es semejante a la alquilación en cuanto a la alimentación y productos, pero a menudo se utiliza como una alternativa menos costosa que la alquilación. Las reacciones suceden típicamente a presión alta en la presencia de un catalizador de ácido fosfórico. La alimentación debe estar libre de azufre, que envenena el catalizador; materiales que neutralicen el catalizador; y oxígeno, que afecta las reacciones.

La alimentación de propano y butano se lava primero con sosa cáustica para quitar mercaptanos (moléculas que contienen azufre), después con una solución de amina para quitar el sulfuro de hidrógeno, posteriormente con agua para quitar la sosa y las aminas, y finalmente se seca pasando la corriente por un gel de sílice o un secador molecular de tamiz.

4. ALMACENAMIENTO Y MANEJO DEL PRODUCTO FINAL.

La fase final del proceso de refinación corresponde a la manipulación del producto, que incluye la descarga, mezclado, almacenaje y actividades de carga.

- **Extracción de solventes.** La extracción de solventes emplea solventes para disolver y quitar aromáticos de la alimentación de lubricantes, mejorar la viscosidad, la resistencia a la oxidación, la formación de color y resinas. Varios solventes se utilizan para este fin, los dos más comunes son furfural y fenol. Generalmente la alimentación de lubricantes se contacta con el solvente en una torre empacada o en un disco rotatorio de contacto. Cada solvente tiene una proporción diferente de extracción y de recirculación dentro de la torre. Los solventes se recuperan de la corriente del petróleo por la destilación y la separación de vapor en un fraccionador. La corriente extraída del solvente probablemente contiene concentraciones altas de sulfuro de hidrógeno, aromáticos, naftalenos y otros hidrocarburos, y a menudo es alimentada a la unidad de hidrocracking. La corriente de agua que sale del fraccionador contiene algunos aceites y solventes.
- **Decerado.** El decerado de los lubricantes es necesario para asegurar que los aceites tendrán la viscosidad apropiada en temperaturas más bajas a la ambiente. Dos tipos de procesos se utilizan: Hidrocracking selectivo y decerado por solventes. En el hidrocracking selectivo, uno o dos catalizadores de zeolita se utilizan para craquear selectivamente las parafinas de cera. En el decerado por solventes, la alimentación de aceites se diluye con solventes para reducir la viscosidad, se enfría hasta que la cera se cristaliza, y entonces se filtra para quitar la cera. Los solventes utilizados para el proceso incluyen propano y las mezclas de metil etil cetona (MEK) con metil isobutil cetona (MIBK). El solvente se recupera de los aceites y la cera por calentamiento, en una separación en dos etapas, seguido por la separación del vapor. La etapa de recuperación del solvente tiene como resultado agua contaminada que es mandada a la planta de tratamiento. La cera es utilizada como alimentación a la unidad de cracking catalítico o es desgrasada y vendida como cera industrial.

- **Mezcla.** La mezcla es la operación final en la refinería. Consiste en mezclar los diferentes productos en variadas proporciones para lograr ciertas especificaciones de presión, gravedad específica, contenido de azufre, viscosidad, octanaje, punto de ebullición inicial. Se puede llevar a cabo en las tuberías o en tanques de mezclado. Las emisiones a aire son COV's que se dan de los tanques de mezclado, válvulas, bombas y operaciones de mezclado.

5. ACTIVIDADES AUXILIARES.

Una gran cantidad de procesos y equipo no directamente implicado en la refinación de petróleo crudo se utiliza en funciones esenciales para la buena operación de la refinería. Por ejemplo: Calderas, equipo de tratamiento de agua residual, plantas de hidrógeno, torres de enfriamiento, y las unidades de recuperación de azufre.

Los productos de los servicios auxiliares (agua limpia, vapor, y el calor del proceso) son requeridos por la mayoría de las unidades del proceso a través de la refinería.

- **Planta generadora de hidrógeno.** Su función es proveer de hidrógeno a las plantas de hidrodesulfuración de gasóleos, de naftas, de destilados intermedios, de queroseno, hidrotratamiento, hidrocracking, desasfaltado y procesos de producto petroquímico; a partir de la reformación del gas natural. Sus productos son: Hidrógeno con pureza de 99.5 a 99.9 por ciento que se emplea en las unidades antes descritas. El hidrógeno, obtenido como un producto secundario de procesos de refinería (principalmente la recuperación de hidrógeno del reformado catalítico de productos gaseosos), a menudo no cumple los requisitos de la refinería, necesitando la fabricación de hidrógeno por medio de otro proceso.

La reacción para vapor reformado se puede formular considerando al metano como el componente principal del gas natural:



La reacción es totalmente endotérmica con una entalpía uniforme de formación de + 206 kJ/mol y se puede llevar a cabo con un catalizador adecuado (tubos que contienen níquel o metales nobles en un sustrato) en una escala industrial a temperaturas por arriba de 700° C y presión atmosférica. A estas condiciones se asegura una alta conversión y una óptima formación de hidrógeno. La formación de los productos de la reacción de reformado de metano se favorecen, por una parte, por el equilibrio termodinámico de la reacción (1) y, por otro lado, por el equilibrio de la reacción secundaria (2) que es levemente exotérmica:



Por lo general se producen 7.05 kg de CO₂ por cada kilogramo de H₂ producido.

El producto de las reacciones se enfría y es pasado por los convertidores que contienen un catalizador de hierro donde el monóxido de carbono reacciona con el vapor para formar el bióxido de carbono más hidrógeno. El bióxido de carbono es quitado por lavado con aminas. El monóxido de carbono restante en la corriente del producto es convertido a metano.

El reformado de naftas es un proceso continuo para la producción de hidrógeno a partir de hidrocarburos líquidos y es, de hecho, semejante al reformado de metano.

Una variedad de naftas con punto de ebullición en el rango de temperaturas de la gasolina se pueden emplear, inclusive el combustible que contiene hasta 35% de aromáticos. Se sigue un pretratamiento para quitar el azufre, la alimentación se mezcla con el vapor y es llevada al horno de reformado (680 - 815 °C) donde se produce hidrógeno.

- *Planta recuperadora de azufre.* Este tipo de unidades se emplean para obtener azufre de corrientes de gas ácido con diferentes porcentajes de ácido sulfhídrico (H₂S).

La conversión de éste se lleva a cabo por el proceso denominado "Claus"; que consiste en una combustión controlada por aire, en la cual un tercio de H₂S es quemado para formar bióxido de azufre (SO₂), el cual reacciona posteriormente con los dos tercios residuales de H₂S en presencia de un catalizador de pentaóxido de vanadio base bauxita, para formar vapores de azufre y agua. Los vapores de azufre son condensados y recuperados como azufre líquido.

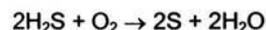
Las corrientes que se procesan incluyen las corrientes de gases emitidos, o gas amargo de la unidad de coque, cracking catalítico, las unidades de hidrot ratamiento y unidades de hidroprocesamiento que pueden contener concentraciones altas de sulfuro de hidrógeno mezclado con gases ligeros de combustible de la refinería. Antes de que el azufre elemental se pueda recuperar, los gases combustibles (principalmente metano y etano) necesitan eliminar el sulfuro de hidrógeno. Esto se logra comúnmente disolviendo el sulfuro de hidrógeno en un solvente químico. Los solventes utilizados son aminas, como la dietanolamina (DEA), adsorbentes secos, carbón activado, esponjas de hierro y óxido de zinc.

En el proceso que emplea solventes, una solución de DEA es bombeada a la torre de absorción, donde el H₂S es disuelto, los gases combustibles son removidos para usarse como combustible en los hornos para otros procesos de la refinería. La solución de DEA-H₂S es calentada y el vapor es recolectado para eliminar el H₂S.

Aproximadamente de 90 a 95 por ciento del azufre recuperado es producido por el proceso Claus. El proceso Claus recupera típicamente del 95 al 97 por ciento de la alimentación de sulfuro de hidrógeno.

Los métodos actuales para quitar azufre de las corrientes de gas de sulfuro de hidrógeno son típicamente una combinación de dos procesos: el Proceso Claus seguido por el Proceso de Beaven, el Proceso Scot, o por el Proceso de Wellman-Land.

El proceso consiste en la oxidación catalítica en multietapas del sulfuro de hidrógeno según la reacción general:



Cada etapa catalítica consiste en un recalentador de gas, una cámara de catalizador y un condensador.

El proceso Claus implica quemar una tercera parte del H₂S con aire en un horno reactor para formar el bióxido de azufre según la reacción:

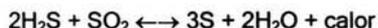


El horno normalmente opera a las temperaturas de la cámara de la combustión que van de 980 a 1540 °C (1800 a 2800 °F) con presiones raramente más altas de 70 kPa. Antes de entrar al condensador de azufre, el gas caliente de la cámara de combustión se agota en una caldera que genera vapor de presión alta a media. Cerca del 80 por ciento del calor liberado puede ser recuperado como energía.

El azufre líquido del condensador corre por una tubería sellada y es bombeado a camiones o trenes de carga para el embarque a usuarios finales.

Aproximadamente un 65 a 70 por ciento del azufre se recupera. Los gases enfriados que salen del condensador son mandados a las camas del catalizador.

Los dos tercios restantes del sulfuro de hidrógeno experimentan la reacción de Claus (reaccionan con SO₂) para formar azufre elemental de la siguiente manera:



Los reactores catalíticos operan a temperaturas más bajas, que van de 200 a 315 °C (400 a 600 °F). Alumina o bauxita se utilizan a veces como catalizadores.

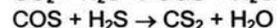
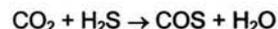
Debido a que esta reacción representa un equilibrio, no es posible que una planta de Claus convierta todo el azufre entrante a azufre elemental. Por lo tanto, se utilizan dos o más etapas en serie para recuperar el azufre.

Cada etapa catalítica puede recuperar de la mitad a dos tercios del azufre entrante. El número de etapas catalíticas depende del nivel de la conversión deseada.

Si la unidad de la recuperación de azufre se localiza en una refinería de petróleo crudo, el esquema típico de recalentamiento emplea vapor de 3536 a 4223 kPa para recalentar. La mayoría de las plantas ahora se construyen con 2 etapas catalíticas, aunque algunos requerimientos de calidad de aire requieran más etapas.

Del condensador de la etapa catalítica final, la corriente del proceso pasa a alguna forma de tratamiento del gas remanente. El gas remanente (gas de cola), que contiene H₂S, SO₂, vapor de azufre y otros compuestos de azufre formados en la sección de la combustión; escapan con los gases inertes remanentes de la planta. Así, es con frecuencia necesario que la unidad de Claus continúe con una unidad de limpieza general de gases remanentes para lograr una recuperación más alta.

Además de la oxidación de H₂S a SO₂ y la reacción de SO₂ con H₂S en el horno de la reacción, muchas otras reacciones pueden (y ocurren) en el horno. Varias de estas reacciones posibles son:



- **Planta regeneradora de DEA (Dietanolamina).** Se efectúa mediante la reacción de un óxido de etileno con un exceso de amoníaco (este exceso es considerable en algunos casos). La reacción del óxido de etileno con amoníaco se lleva a cabo de manera lenta y es acelerada con agua. Un método es emplear un catalizador de lecho mezclado que consiste en una resina de intercambio iónico.

En todos los procesos convencionales, la reacción toma lugar en fase líquida y la presión del reactor debe de ser lo suficientemente alta para prevenir la vaporización del amoníaco a la temperatura de reacción (arriba de 150 °C). Las concentraciones de amoníaco en agua están alrededor de 50 a 100%, y las presiones arriba de 16 MPa.

La reacción es altamente exotérmica. El amoníaco no consumido y el agua alimentada son separados al final de los productos en una línea de destilación abajo del reactor y son recirculados. La cantidad de amoníaco es fundamental para la obtención de DEA. Un alto contenido de DEA se puede obtener al recircular la DEA al reactor o al hacerla reaccionar con óxido de etileno en una unidad aparte.

- **Sistema de desfogue.** El sistema de desfogue permite una disposición segura de los hidrocarburos (vapores y líquidos) al emplear dispositivos de alivio de presión. Utilizando una serie de tambores flash y condensadores arreglados en presión decreciente, la materia de desfogue se separa en fracciones de vapor y líquido. El líquido separado se recircula a la refinería. Las fracciones gaseosas pueden ser incineradas en equipos libres de humo, o bien ser recirculadas. Las corrientes recirculadas del proceso y la refrigeración a menudo se purgan manualmente para prevenir la producción de contaminantes en la corriente. El líquido purgado se compone típicamente de mezclas de agua e hidrocarburos que contienen sulfuros, amoníaco y otros contaminantes que se mandan a la planta de tratamiento.

Los componentes gaseosos contienen comúnmente hidrocarburos, sulfuro de hidrógeno, amoníaco, mercaptanos, solventes y otros constituyentes, y es descargado tanto a la atmósfera como a sistemas de combustión. La mayor fuente de emisiones de los sistemas de desfogue al aire son hidrocarburos, y los óxidos de azufre en casos de combustión.

- **Calentadores (hornos) de proceso.** Los hornos se utilizan extensamente en refinerías para suministrar el calor necesario para elevar la temperatura de las corrientes de alimentación a los requerimientos de la reacción o la destilación. Están diseñados para elevar la temperatura del petróleo líquido a un máximo de 510 °C (950 °F). El combustible quemado puede ser gas de refinería, gas natural, aceites combustibles residuales, o combinaciones, dependiendo de aspectos económicos, las condiciones de operación y los requisitos de la emisión. Las calentadoras del proceso pueden utilizar también un regenerador rico en CO como combustible.
- **Intercambiadores de Calor.** Los intercambiadores de calor consisten en una coraza, haces de tubos (que contienen agua calentada o enfriada), vapor o aceite que transfiere calor indirectamente de o hacia una corriente de proceso. Los haces de tubos se limpian periódicamente para quitar las acumulaciones de sarro, lodo y algunos residuos de grasa. Los lodos generados contienen principalmente plomo o cromo. Residuos grasosos se producen también durante la limpieza de los intercambiadores de calor.
- **Motores del Compresor.** Muchas refinerías viejas operan compresores de presión alta con motores recíprocos o de turbina de gas que emplea gas natural. El gas natural ha sido generalmente una fuente barata y abundante de energía. Algunas unidades de refinería que operan a alta presión (y requieren compresores) incluyen: Hidrodesulfuración, isomerización, reformado, y hidrocracking.
- **Planta del Tratamiento del Agua residual.** Todas las refinerías emplean alguna forma de tratamiento de agua residual, así, el efluente puede ser devuelto al ambiente o se vuelve a emplear en la refinería. El diseño de plantas de tratamiento de agua de desecho es complicado por la diversidad de contaminantes de refinería, incluyendo: Grasas, fenoles, sulfuros, sólidos disueltos, y sustancias químicas tóxicas.

Aunque el tratamiento empleado varía mucho, incluye generalmente: Neutralizadores, separadores de agua/aceite, sedimentadores, clarificadores, sistemas aéreos disueltos de flotación, coaguladores, lagunas de aireación, y lagunas de lodos activados. Los efluentes de la refinerías son reunidos de varias unidades de proceso y son enviados por alcantarillas y zanjas a la planta de tratamiento. La mayor parte del tratamiento ocurre en lagunas y tanques abiertos.

Cuatro tipos de aguas residuales son producidas: Pérdida de agua superficial, agua de enfriamiento, agua de proceso, y agua residual de uso sanitario. La pérdida de agua superficial es intermitente y contiene componentes de derrames a la superficie, fugas en el equipo y cualquier material que se pueda haber reunido en desagües.

Incluye también el agua de almacenamiento en tanques de petróleo crudo y de los productos.

Una porción grande de agua se utiliza en las refinerías de petróleo para enfriamiento. El agua de refrigeración comúnmente no entra en contacto directo con corrientes de proceso y por lo tanto contiene menos contaminantes que el agua residual de proceso.

La mayoría de los aguas de refrigeración se reciclan repetidamente a la unidad de tratamiento para controlar la concentración de contaminantes y el contenido de sólidos en el agua. El agua de enfriamiento, conocida como "de paso," entra a la unidad de proceso una vez y es descargada directamente sin tratamiento en la PTAR.

El agua utilizada para enfriamiento a menudo contiene sustancias químicas como cromatos, fosfatos, y biocidas antincrustantes para prevenir el oxidamiento de tubos y el crecimiento biológico. (Se debe hacer notar, sin embargo, que muchas refinerías no utilizan cromatos como agentes antiincrustantes).

Las refinerías de petróleo utilizan típicamente el tratamiento primario y secundario para aguas residuales. El tratamiento primario consiste en la separación del petróleo, el agua y los sólidos en dos etapas. Durante la primera etapa se emplea un separador API⁴, un receptor de platos corrugados, u otro diseño de separador.

El agua residual se mueve muy lentamente por el separador lo que permite a las grasas flotar en la superficie y formar una espuma, los sólidos se asientan en el fondo y son retirados a un colector de lodos. La segunda etapa utiliza métodos físicos o químicos para separar las grasas emulsificadas del agua residual. Los métodos físicos pueden incluir el uso de una serie de bandejas con un tiempo de retención grande, o un sistema de disolución por flotación con aire (DAF). En el DAF, el aire se burbujea a través del agua residual y tanto las grasas como los sólidos suspendidos forman una espuma en la superficie. Sustancias químicas, como hidróxido férrico, o hidróxido de aluminio, se utilizan para coagular las impurezas y formar la espuma o lodo que flota en la superficie.

Algunos desechos asociados con el tratamiento primario se pueden considerar peligrosos: Lodo del separador API, lodo del tratamiento primario, lodos de otras técnicas de separación por gravedad, natas de unidades DAF, y desechos de charolas de sedimentación.

Después del tratamiento primario, el agua residual puede ser descargada a un sistema de tratamiento público o se somete a un tratamiento secundario para después descargar el agua a mantos superficiales. En el tratamiento secundario, la grasa disuelta y otros contaminantes orgánicos pueden ser consumidos biológicamente por microorganismos.

⁴ API: American Petroleum Institute.

El tratamiento biológico puede requerir la adición de oxígeno por varias técnicas diferentes, incluyendo unidades de lodos activados, una trampa de filtros, y discos biológicos. El tratamiento secundario genera desechos de biomasa que se trata típicamente por medios anaerobios, y entonces se elimina el agua. Algunas refinerías emplean una etapa adicional de tratamiento para mejorar la calidad de la descarga. Estas etapas adicionales implican el uso de carbón activado, carbón de antracita, o arena para filtrar las impurezas restantes, tales como biomasa, sedimento, metales traza y otras sustancias químicas inorgánicas, así como orgánicos residuales.

Ciertas corrientes de agua residual de la refinería se tratan separadamente, antes de la planta de tratamiento de aguas residuales, para quitar contaminantes que no serían tratados fácilmente después de mezclar con otras corrientes contaminadas. Un ejemplo de estas corrientes es la de aguas amargas de los tambores de destilación.

- **Torres de enfriamiento.** Las torres de enfriamiento se utilizan extensamente en sistemas de agua de refrigeración para transferir el calor perdido del agua de enfriamiento a la atmósfera. En la torre de enfriamiento, el agua de enfriamiento que se ha calentado por los procesos de refinería es contactada con aire en cascada a través del empaque. Las velocidades de la circulación del agua de enfriamiento para refinerías comúnmente son 7 a 70 L/minuto por m³/día (0.3 a 3.0 gal/minuto por bbl/día) de la refinería.

2.4 ESTIMACIÓN DE EMISIONES Y TRANSFERENCIA DE CONTAMINANTES.

2.4.1 INTRODUCCIÓN

Una emisión contaminante se define como: "Sustancia o energía liberados de forma directa o indirecta al medio ambiente, en cualquiera de sus estados físicos y formas, que al incorporarse o actuar en la atmósfera, agua, suelo o cualquier elemento natural altere o modifique su composición y condición natural".⁵

Incluye la emisión de una sustancia al ambiente desde vertederos, plantas de tratamiento de agua residual y diques de remanentes, pero no incluye:

- Depósito de una sustancia en el vertedero.
- Descarga de una sustancia a una alcantarilla ni a diques de remanentes.
- Eliminación de una sustancia de una industria para su destrucción, tratamiento, reciclaje, reprocesamiento, recuperación o purificación.

La transferencia de contaminantes se define como: "El envío de sustancias a un sitio diferente al lugar donde se generaron con finalidades de reciclaje, tratamiento o confinamiento"⁶.

Incluyendo:

- Descargas de aguas residuales al alcantarillado
- El envío de residuos peligrosos a:
 - instalaciones de tratamiento
 - reciclaje
 - confinamiento
 - recuperación o regeneración

ESTIMACIÓN DE EMISIONES CONTAMINANTES.

La metodología utilizada para la estimación de emisiones de los procesos u operaciones de un caso en particular, presenta las siguientes etapas:

- a) Descripción del proceso industrial.
- b) Elaboración del diagrama de bloques sobre el funcionamiento de la instalación.
- c) Identificación de fuentes de emisión de contaminantes.
- d) Estimación de emisiones.

Para llevar a cabo la identificación de las fuentes de emisión, es necesario conocer las principales operaciones que se realizan en el proceso y que están involucradas con la generación o emisión de contaminantes.

Por lo tanto, resulta útil hacer una descripción del proceso y sobre ésta elaborar un diagrama de bloques sobre el funcionamiento de la instalación, y más específicamente trabajar con los diagramas de flujo de proceso.

^{5,6} De acuerdo a la SEMARNAT y al programa de Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC).

En el diagrama de bloques, deben señalarse las entradas y salidas de los diferentes materiales involucrados, considerando como entradas los insumos directos e indirectos de requerimientos de combustibles y agua, como salidas las emisiones al aire, descargas a las aguas residuales y la generación de residuos sólidos y/o peligrosos.

Esta indicación es básica para la identificación de los contaminantes ya que estos pueden entrar como materia prima, como material de consumo indirecto, o bien, generarse como producto, subproducto o residuo.

Tabla 2.8 Resumen de emisiones y transferencia de contaminantes.

Emisión	Transferencia
• Aire	
• Agua	• Agua
Cuerpos de agua estatal	Alcantarillado
Cuerpos de agua federal	Tratamiento de agua fuera de sitio
• Residuos	• Residuos
	Reuso
	Reciclaje
	Obtención de Energía
	Tratamiento
	Confinamiento y disposición final
• Confinamiento in situ	

Fuente: SEMARNAT/Dirección General de Gestión de la Calidad del Aire y Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes.

La estimación de emisiones se divide en cuatro secciones (tal y como la considera la COA "Cédula de Operación Anual"):

- Contaminación atmosférica
- Descarga de aguas residuales
- Generación de residuos peligrosos
- Emisión de sustancias RETC (Registro de Emisión y Transferencia de contaminantes)

Al desarrollar un inventario de emisiones para una refinería de petróleo, es importante utilizar la mejor información disponible para desarrollar los estimados de las emisiones. Idealmente, estos datos se obtienen de pruebas en los puntos de emisión, a pesar de ello, en muchas situaciones, estos datos de muestreo no están disponibles. En el contexto específico de la refinación de petróleo, las técnicas de estimación de emisiones que se emplean son:

- Medición directa.
- Factores de emisión.
- Balances de materia.
- Software especializado con modelos de emisiones.
- Información de muestreo (Datos históricos).
- Cálculos de ingeniería.

Medición directa

La medición directa plantea que las mediciones sean llevadas a cabo en puntos estratégicos de la planta (una vez que se hayan considerado los aspectos técnicos para la toma de muestras representativas).

Las mediciones deben ser realizadas mediante procesos validados y estandarizados de acuerdo a la normatividad que aplique. De igual manera es imperativo que se realice por personal calificado y con experiencia.

Factores de emisión

Un factor de emisión relaciona la cantidad emitida de un contaminante por una actividad industrial. Usualmente se expresa como el peso de un contaminante por unidad de volumen, peso, o duración de la actividad que emite el contaminante, por ejemplo: Kilogramos de partículas por tonelada de cemento producido, o kilogramos de compuestos orgánicos volátiles por volumen de combustible consumido.

La siguiente expresión involucra la eficiencia de control:

$$E = FE * NA \left(1 - \frac{EC}{100}\right) \quad (E 2.1)$$

Donde:

E es la emisión del contaminante; FE es el factor de emisión; NA es el nivel de actividad (expresado como consumo de combustible, cantidad de producción, materia prima consumida, kilowatts de energía producida, entre otros); y EC es la eficiencia del equipo de control, expresada en porcentaje (si no existe equipo de control EC es igual a cero).

Si el factor de emisión fue desarrollado considerando la operación de un equipo de control se ha incorporado ya el término que representa la eficiencia de control de dicho sistema $(1-EC/100)$; por lo tanto la ecuación toma la siguiente forma:

$$E = FE * NA, \quad \text{para el caso de procesos industriales.} \quad (E 2.2)$$

$$\text{Masa / Tiempo} = \frac{\text{Masa contaminante}}{\text{Masa producto}} * \frac{\text{Masa producto}}{\text{tiempo}}$$

Factor de Emisión (masa por la unidad de la actividad) * Nivel de Actividad (la unidad de la actividad por tiempo) = la cantidad de la Emisión (masa por tiempo).

En la mayoría de los casos el termino FE es un número, que manifiesta la existencia de la relación lineal entre la emisión y el nivel de actividad.

Por ejemplo, si el factor de emisión tiene unidades de 'kg de contaminante / m³ del combustible quemado', entonces los datos de actividad requeridos serían 'm³ de combustible quemado / h', con lo cual se tiene una estimación de la emisión de 'kg de contaminante / h'.

De esta forma, un FE puede ser visto como una herramienta simple donde existe una relación directa y lineal entre la emisión de un contaminante en un proceso o actividad. Son herramientas muy útiles debido a que no se involucra medición alguna, lo cual resulta en un beneficio tanto económico como de velocidad de respuesta en la entrega de resultados.

Por ejemplo en los estudios de impacto ambiental cuando ni siquiera está construida la instalación industrial, resulta imposible el monitoreo en fuente y por lo tanto la estimación de emisiones representa una herramienta fundamental.

Los factores de emisión se desarrollan a partir de los resultados obtenidos de una serie de pruebas o mediciones realizadas a una muestra representativa de fuentes, que se ubican dentro de un mismo tipo o categoría.

Por lo tanto, se considera que para la aplicación correcta de los factores de emisión, es que las fuentes a evaluar posean características similares a las fuentes que fueron muestreadas.

La aplicación de factores de emisión no debe de llevarse a cabo de una manera superficial, se requiere una revisión completa de aspectos básicos como: Tipo de proceso, características de las materias primas, productos y subproductos, equipo de proceso, equipo de control, estrategias de minimización, prevención y control, condiciones de operación, etc.

La información más completa que existe corresponde a la generada por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (USEPA).

La USEPA clasifica el tipo de prueba para obtener los factores de emisión en cuatro grupos:

- Cuando se hace un número de pruebas en el mismo punto de emisión con una metodología autorizada, de tal manera que se puede validar estadísticamente el valor obtenido.
- Cuando se realizan pruebas con una metodología aceptada, pero que no se cuenta con resultados suficientemente detallados para una validación adecuada.
- Cuando las pruebas se realizan con una metodología nueva o no autorizada según la normatividad vigente, o bien, por falta de información.
- Cuando las pruebas se realizan con una metodología no aceptada, pero que puede ser usada para establecer el orden de magnitud de la emisión.

Finalmente, una de las principales ventajas de los factores de emisión es que una gran cantidad de fuentes pueden ser estimadas realizando la medición de un pequeño número de estas, además de estimar emisiones de sustancias no susceptibles a medición, usando factores desarrollados sobre la base del conocimiento de las características del proceso. Asimismo sobresalen por su simplicidad de uso, costo mínimo y fácil acceso.

Tabla 2.9 Grado de certidumbre de los factores de emisión.

A (Excelente)	Cuando el factor de emisión es desarrollado únicamente con pruebas in situ y a partir de un número significativo de establecimientos industriales, escogidos de manera aleatoria. Además, la fuente de emisión está lo suficientemente especificada de manera que la variabilidad de valores entre la misma población de fuentes es mínima.
B (Arriba del promedio)	Cuando el factor de emisión es desarrollado con pruebas A y a partir de un número razonable de establecimientos, aún si no está suficientemente claro que la muestra sea aleatoria. Como en el caso de los factores excelentes, la fuente de emisión está bien especificada de manera que la variabilidad de valores entre la misma población de fuentes es mínima.
C (Promedio)	Cuando el factor de emisión es desarrollado con pruebas de clasificación A ó B a partir de un número razonable de establecimientos, aunque no se pueda afirmar, que se trata de una muestra aleatoria. Como en los casos anteriores la fuente de emisión está bien especificada.
D (Debajo del promedio)	Cuando el factor de emisión es desarrollado con pruebas de clasificación A ó B, a partir de un número pequeño de establecimientos que no puedan tomarse como una muestra aleatoria de la industria. Además, puede haber evidencias de que existe cierta variabilidad de los valores dentro de la misma población de datos.
E (Pobre)	Cuando el factor de emisión es desarrollado con pruebas de clasificación C ó D, a partir de un número pequeño de establecimientos que no pueden considerarse como una muestra aleatoria de la industria. Además, puede haber evidencias de que existe cierta variabilidad de los valores dentro de la misma población de datos.

Fuente: SEMARNAT/Dirección General de Gestión de la Calidad del Aire y Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes. Guía para la correcta selección y empleo de métodos de estimación de emisiones y transferencia de contaminantes, Octubre 2001.

Balance de materia

El balance de materia es el método de estimación más empleado en la industria para evaluar la eficiencia de un proceso y consiste en la contabilización de las entradas y salidas de los materiales en un proceso, bajo la consideración que las emisiones son iguales a la diferencia entre la cantidad de materiales que entra y la que sale como producto.

Esta técnica se aplica mejor a sistemas con corrientes de entrada ya definidas, con condiciones internas ya establecidas, y con las corrientes de salida ya conocidas. Si hay errores en los datos (propiedades físicas o incertidumbre en los datos de entrada o salida), la posibilidad de errores es muy alta.

Por consiguiente, para realizar un balance de materiales se tiene que disponer de la información relacionada con las corrientes de materiales de entrada y salida, así como de su composición.

Las entradas del proceso u operación unitaria incluyen materias primas (MP), materiales de consumo indirecto (CI), agua (W) o aire (A); y las salidas incluyen productos (P), emisiones al aire (Ea), descargas al agua (Ew), y al suelo (Es); por lo que el balance para una sustancia determinada es:

$$MP + CI = P + Ea + Ew + Es \quad (E 2.3)$$

Si se tiene más de un tipo de emisión o descarga, las estimaciones deberán obtenerse combinando el balance de materiales con otros métodos de estimación.

Para la elección de este método se debe considerar que:

- Puede ser utilizado en procesos en los que el material reacciona al elaborar los productos o en los que éste sufre cualquier otro cambio químico significativo, solamente cuando la cinética de reacción de dichos procesos esté bien caracterizada.
- Debido a que las emisiones son calculadas por la diferencia del material que entra y el que sale, un pequeño error porcentual en la estimación de entrada o salida, puede generar un gran error en la emisión obtenida.

Por lo tanto, los balances de materiales pueden ser inapropiados cuando se analiza una pequeña diferencia entre dos valores de entrada o salida relativamente grandes.

Software especializado con modelos de emisiones.

Software especializado en el cálculo de emisiones de contaminantes se encuentra disponible y su empleo es ampliamente aceptado. Para ello se requiere de la recopilación de diversa información (p.e. la caracterización física y química de ciertas sustancias). A pesar de que inicialmente este software requiere de una inversión de tiempo muy grande, a la larga conlleva a beneficios a largo plazo, ya que es relativamente fácil y rápido su uso para estimar emisiones.

Uso de información de muestreo.

La validez de este método se basa en que los datos recopilados reúnan los siguientes requisitos:

- Que se deriven de mediciones en muestras representativas.
- Que las mediciones hayan sido realizadas mediante procesos validados y estandarizados.
- Que los procesos entre los que se extrapola sean similares.

Cálculos de ingeniería.

Los cálculos de ingeniería en ocasiones incluyen los balances de materia con datos tomados ya sea de la información de muestreo o incluso de los factores de emisión; pero además añaden el empleo de ciertas reglas denominadas "heurísticas" que parten de la experiencia que se tiene del sistema para desarrollar ecuaciones que pueden describir analíticamente el sistema .

Con el fin de escoger el mejor método para estimar las emisiones se presenta la presente tabla comparativa:

Tabla 2.10 Comparación entre los métodos de estimación de emisiones.

Método	Contaminante	Emisión	Escala parcial	Tiempo requerido	Factor económico
Medición directa	Se tiende a cubrir contaminantes específicos	Limitada a un punto de emisión	Se aplica a una etapa del proceso o a un punto de emisión particular	El necesario para mediciones y análisis	Alto costo en función del número de mediciones
Factores de emisión	Depende de los datos existentes	Cualquier tipo de emisión	Se aplica a todas las escalas	Depende de la existencia del factor y disponibilidad de información	Bajo costo
Datos históricos	Procesos conocidos	Emisiones puntuales	Para procesos o puntos específicos	Depende del proceso y la disponibilidad de la información	Alto costo por acceso a la información
Balance de materia	Requiere conocimiento del proceso y reacciones	Se usa para emisiones difusas y puntuales	No tiene alta resolución espacial	Depende de la experiencia y complejidad del proceso	El costo se mide en función del tiempo de análisis
Software	Depende de los datos existentes	Siempre aplica	Siempre aplica	Depende de la experiencia y datos disponibles	Bajo costo una vez desarrollado
Cálculos de ingeniería	Siempre aplica	Siempre aplica	Siempre aplica	Depende de la experiencia y datos disponibles	El costo se mide en función del tiempo de análisis

Fuente: SEMARNAT/Dirección General de Gestión de la Calidad del Aire y Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes. Guía para la correcta selección y empleo de métodos de estimación de emisiones y transferencia de contaminantes, Octubre 2001.

2.4.2 ESTIMACIÓN DE EMISIONES Y TRANSFERENCIA AL AGUA⁷

Los factores de emisión aplicados al agua se utilizan para cuantificar la emisión o descarga al agua de contaminantes generados en fuentes puntuales o de área con procesos regulados y bien definidos; la exactitud de la estimación se ve sensiblemente afectada por diferencias entre las condiciones en las cuales se aplica en comparación con aquellas condiciones donde fueron desarrollados.

⁷ La descripción de la Estimación de emisiones y transferencia al agua se hizo con información de las Referencias bibliográficas; Libros: 14 y Documentos: 2 y 7.

La variabilidad de la fuente individual y la variabilidad en las características del efluente en el tiempo no se consideran en su totalidad para su desarrollo.

Al igual que para contaminantes atmosféricos, los factores disponibles son para contaminantes comunes como materia orgánica soluble o sólidos y no para compuestos específicos.

En general, estos factores son más complejos que los del aire debido a que en la mayoría de los casos involucran más de un parámetro para estimar la descarga, particularmente para fuentes de área. Por ejemplo, la descarga de algún tipo de material al agua se puede cuantificar empleando un factor de descarga sobre la base de la siguiente ecuación:

$$\text{Cantidad de contaminante descargado al agua} = a \cdot b \cdot c / 100$$

Donde: a es la cantidad del material empleado, b es el porcentaje del material descargado al agua y c es la cantidad de contaminante en el material.

De acuerdo a la normatividad vigente en materia de agua, aplicable a fuentes fijas, la medición de contaminantes en las descargas de aguas residuales, debe realizarse por medición directa, por lo que el llenado de la COA debe basarse en los datos presentados durante el año de reporte a las autoridades correspondientes, en el caso de la Comisión Nacional de Agua (CNA), se puede obtener un valor estimado a partir de las declaraciones trimestrales por derecho de descarga.

De acuerdo con las Normas Oficiales Mexicanas NOM-001-SEMARNAT-1996, que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales, y la NOM-002-SEMARNAT-1996, que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a los sistemas de alcantarillado urbano o municipal, la medición de los siguientes contaminantes debe realizarse de manera directa:

- Grasas y aceites
- Sólidos sedimentables
- Arsénico total
- Cadmio total
- Cianuro total
- Cobre total
- Cromo hexavalente
- Mercurio total
- Níquel total
- Plomo total
- Zinc total

Varios de estos contaminantes se enuncian en el listado de sustancias que se deben reportar en la norma mexicana NMX-AA-118-SFCI-2001, Registro y Emisión de Transferencia de Contaminantes.

En este trabajo, el primer paso para la evaluación de la emisión de contaminantes al agua de la refinería de Minatitlán es recabar información en lo referente a las entradas y salidas de agua; para ello se puede dividir el estudio del agua en la refinería en las siguientes secciones:

- Balance de agua
- Agua cruda
- Agua reciclada
- Agua descargada
- Recepción de agua de descarga
- Agua de lluvia
- Agua Evaporada
- Agua Transferida
- Agua Consumida
- Agua de Entrada

Se enfocó la atención en dos aspectos principales:

- Descargas de aguas residuales en la fuente.
- Aguas residuales difusas, que se generan por el agua de lluvia, y otras fuentes que no son capturadas y tratadas después de que se descargan.
 - Descargas en fuente.

Las siguientes tablas se emplean para datos de emisiones de descargas de refinería que no se clasifican como transferencia (la cual incluye descarga a alcantarilla).

Basados en discusiones con las refinerías, el contenido de Carbono orgánico disuelto (COD) de los efluentes de la refinería es un parámetro conocido, de este modo los factores de emisión se basan en ese parámetro.

Tabla 2.11 Factores de emisión a descargas de aguas residuales en Refinerías de Petróleo.

Sustancia	Factores de emisión (kg/m ³ de flujo)
Zinc	4.4×10^{-4}
Fósforo	4.1×10^{-7}
Arsénico	6.7×10^{-8}
Cromo (VI)	7.7×10^{-8}
Selenio	3.1×10^{-8}
Níquel	3.6×10^{-8}
Cobre	2.9×10^{-8}
Cobalto	1.6×10^{-8}
Mercurio	1.1×10^{-8}
Cadmio	3.3×10^{-7}
Plomo	1.9×10^{-8}
Cianuro	7.6×10^{-9}
Amoníaco	1.3×10^{-8}

Fuente: Emission Estimation Technique Manual for Petroleum Refining. NPI (National Pollutant Inventory). Environment Australia. Febrero 1999.

Tabla 2.12 Factores de emisión para efluentes orgánicos en la Refinería.

Elemento	Combustión de aceite destilado (kg/m ³)
Tolueno	9.2×10^{-4}
Benceno	9.1×10^{-4}
Xileno	1.4×10^{-3}
Fenol	6.9×10^{-4}
1,2 Dicloroetano	2.7×10^{-4}
Hexaclorobenceno	4.4×10^{-6}
PAH's	1.6×10^{-3}
Estireno	1.0×10^{-4}
Etilbenceno	1.2×10^{-4}
1,1,2-triclorobenceno	3.6×10^{-5}
Cloroformo	2.5×10^{-3}

Fuente: Emission Estimation Technique Manual for Petroleum Refining. NPI (National Pollutant Inventory). Environment Australia. Febrero 1999.

Estos factores de emisión se aplican de la siguiente manera:

$$WWE_i = DOC * (WP_i / 100) * FLUJO \quad (E 2.4)$$

Donde:

WWE_i = La emisión de agua residual del componente "i" desde la planta de tratamiento (kg/h).

DOC = El contenido de carbono orgánico disuelto del efluente tratado descargado por la planta.

WP_i = El porcentaje en peso del componente "i".

Flujo = Velocidad de descarga del agua residual al cuerpo receptor de agua (m³ / h).

Actividades de Refinación que tienen descargas al agua.

- Desalado de petróleo.

A la salida del desalador, la descarga de agua puede tener las siguientes características:

Temperatura: de 40 a 60 °C.

Alta salinidad debida a cloruros: de 2 a 15 g / L.

Bajo contenido en S²⁻ (10 mg/L) y fenol (5 a 20 mg/L) (Dado que se lleva a cabo una extracción líquido-líquido de los condensados al crudo).

pH de 7 a 8.

COD: de 100 a 300 mg/L.

Hidrocarburos emulsificados: de 100 a 200 mg/L.

Color oscuro debido a la corrosión coloidal de FeS.

Varios tipos de sedimentos que contienen sales de vanadio y aluminio.

El volumen del efluente es de 5 a 6% del volumen de crudo procesado.

El proceso de desalado crea un lodo con grasas y una corriente con gran cantidad de desechos de agua salada a alta temperatura.

- Condensados de proceso.
 - *Condensados de destilación a vacío.*

Proviene del vapor acarreado o diluido, así como de eyectores o condensadores barométricos y representan del 3 al 4 % de la alimentación. Los contaminantes son pocos y se pueden regresar a el lavado de crudo. Si se emplean condensadores barométricos en la destilación a vacío, cantidades significativas de agua residual (vapor condensado que contiene sulfuro de hidrógeno y amoníaco) se pueden engendrar. Las bombas del vacío y los condensadores de superficie han reemplazado en gran parte a los condensadores barométricos en muchas refinerías para eliminar esta corriente de agua residual.

- *Condensados amargos de unidades FCC y de hidrocracking.*

Se generan de productos de alta viscosidad, son ricos en azufre que es hidrogenado y acarreado por la corriente de vapor. Agua desmineralizada se puede añadir a la corriente desde el FCC para reducir las presiones parciales de H_2S y NH_3 en la corriente y eliminar estos gases al disolverlos. El NH_3 proviene de la hidrogenación de compuestos con nitrógeno y fenoles de una reacción entre el vapor e hidrocarburos cíclicos.

Estos condensados son llamados "amargos" debido a su alto contenido de HNH_4S así como por su alto contenido de compuestos fenólicos.

Representan aproximadamente del 6 al 12 % de la alimentación.

Dada la naturaleza de los productos de cracking estos condensados pueden a menudo formar una emulsión estable.

- *Alquilación catalítica.*

La alquilación se lleva a cabo generalmente en la presencia de H_2SO_4 y puede producir descargas ricas en ácidos sulfónicos. El uso de HF puede crear problemas de eliminación de fluoruros que son más o menos fáciles de precipitar dependiendo de la presencia de NaF o NH_4F (F^- precipita como CaF_2).

- *Planta de aceite lubricante.*

La alimentación a esta planta son los destilados del domo de la columna o, después de ser deasfaltados, los residuos de la columna a vacío. Los aceites son producidos de isoparafinas entre C_{22} y C_{40} en dos formas:

- Extracción de aromáticos por un aldehído, furfural o n-metil-2-pirrolidona (NMPNA).
- Extracción de parafinas normales por metil etil cetona (MEK) o metil-isobutil-cetona (MIBK).

Estos solventes se caracterizan por su gran solubilidad en agua y biodegradabilidad.

Si no se tiene cuidado de los derrames de solventes, grandes cantidades pueden ser descargadas accidentalmente a los efluentes donde se disuelven inmediatamente. Como resultado, se crea COD en grandes cantidades.

Estos disolventes son caros, la prioridad debe de ser entonces en primer término checar la inexistencia de fugas y después al instalar un tanque a la entrada de las alcantarillas permitirá controlar las concentraciones de solventes en el efluente. Como resultado, la masa bacteriana en el proceso biológico se adaptará a estos productos.

El NMPNA no es tóxico para el material bacteriano; al menos arriba de concentraciones de 600 mg/L. Concentraciones similares se han probado para el MEK y el MIBK.

2.4.3 ESTIMACIÓN DE EMISIONES Y TRANSFERENCIA AL AIRE⁸

EMISIONES POR COMBUSTIÓN Y FUGAS.

Las fuentes potenciales de emisión a aire se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 2.13 Fuentes de emisión en una Refinería de Petróleo.

Categoría de la fuente	Fuentes de emisión potencial ⁸		
	Emisión puntual	Emisiones fugitivas	Área fugitiva
Separación de crudo	G, J, L	F, H, M, N	I
Procesamiento de hidrocarburos ligeros	O, G	F, H	I
Procesamiento de destilados medios y pesados	G, O, P, R	F, H	Q
Procesamiento de hidrocarburos residuales	B, G, K, O, R	H	I
Procesos auxiliares	G	F, H	I

⁸ Clave de las fuentes de emisión: B - horno de reducción de viscosidad; F - disposición de agua residual (alcantarillas de proceso, purgas, agua de enfriamiento); G - bridas, incineradores de proceso, quemadores; H - almacenamiento, transferencia y manejo; I - bombas, válvulas, compresores, accesorios, etc; J - absorbentes; K - válvulas de purga; L - destilación, M - pozo caliente; N - aliviador de presión; O - regeneración de catalizador; P - evaporación; Q - cracking catalítico; R - stripper.

Fuente: Background information on HC's emissions from marine terminal operations, EPA-450/3-76-38a. 1996.

En general estas fuentes de emisión son el resultado tanto de los productos del petróleo (conocidos como Compuestos orgánicos volátiles COV's) o aquellas que resultan de las operaciones de combustión en la refinería.

Las emisiones de compuestos orgánicos volátiles producidos en las operaciones de la refinería se pueden caracterizar en dos tipos: Fuentes de emisión puntual y emisiones fugitivas. Las fuentes de emisión puntual son aquellas asociadas o generadas directamente por una unidad de proceso. Los tubos de desfogaje son un ejemplo de este tipo de emisiones.

⁸ La descripción de la Estimación de emisiones y transferencia a agua se hizo con información de las Referencias bibliográficas; Libros: 2 y Documentos: 1 y 5.

Las emisiones fugitivas son fuente de emisión de COV's y no son generados por una unidad específica en el proceso. Este tipo de emisiones se encuentran a lo largo de toda la refinería y pueden o no estar asociadas con una unidad de proceso.

Incluyen válvulas, bridas, sellos de bombas y compresores, torres de enfriamiento, tanques de almacenamiento, operaciones de transferencia y sistemas de tratamiento de aguas residuales. Las emisiones fugitivas de igual manera surgen de la evaporación de hidrocarburos derramados. Las fuentes por combustión en las refinerías generan SO₂, NO_x y PM.

Para el cálculo de las emisiones de las refinerías de petróleo al aire se pueden clasificar en las secciones siguientes:

- Fuentes de Combustión (p.e. hornos o calentadores).
- Fuentes de proceso (p.e. destilación a vacío, cracking catalítico, recuperación de azufre, etc.).
- Fugas en el proceso (p.e. válvulas, bridas, bombas, etc.).
- Fugas de tanques.
- Emisiones en carga y descarga.
- Emisiones por las operaciones de tratamiento de aguas residuales.

Fuentes de combustión.

Los dos tipos de combustibles consumidos en las refinerías de petróleo son gasóleo y gas. Para los propósitos de este documento, las sustancias emitidas de la combustión se dividen de la siguiente manera:

- Sustancias de la lista RETC (NO_x, SO₂, PM₁₀, CO y COV's totales).
- Compuestos orgánicos.
- Elementos traza e inorgánicos (incluyendo metales y compuestos como fluoruros, amoniaco, disulfuros etc.).

Sustancias de la lista RETC (NO_x, SO₂, PM₁₀, CO y COV's totales).

- Cálculo de emisiones de SO₂ utilizando balance de materia.

$$E_{SO_2} \text{ (kg/h)} = \text{Combustible usado (kg/h)} * \frac{\text{wt\% S}}{100} * 2 \quad (\text{E 2.5})$$

donde:

Combustible usado = velocidad de alimentación del combustible al sistema.

wt% S = el por ciento en peso de azufre (como elemento) en el combustible.

Tabla 2.14 Factores de emisión para la combustión de gasóleo.^{a, b}

Tipo de combustible y mecanismo de calentamiento	Factores de emisión (kg / m ³ de gasóleo consumido)			
	NO _x	CO	PM ₁₀ ^d	COV
<i>Quemadores > 30 MW</i>				
Aceite #6, calentam. normal	5.6	0.6	0.71 A	0.091
Aceite #6, calentam. normal, LNB ^e	4.8	0.6	0.71 A	ND ^c
Aceite #6, calentam. Tangencial	3.8	0.6	0.71 A	0.091
Aceite #6, calentam. Tangencial, LNB	3.1	0.6	0.71 A	ND
Aceite #5, calentam. normal	5.6	0.6	0.71 A	0.091
Aceite #4, calentam. normal	3.8	0.6	0.71 A	0.091
Aceite #4, calentam. Tangencial	5.6	0.6	0.71 A	0.091
Aceite destilado	3.8	0.6	0.71 A	0.091
<i>Quemadores < 30 MW</i>				
Aceite #6	6.6	0.6	0.86 A	0.034
Aceite #5	6.6	0.6	0.86 A	0.034
Aceite #4	2.4	0.6	0.86 A	0.024
Aceite destilado	2.4	0.6	0.12	0.024

Notas:

- a Estos factores de emisión se aplican a fuentes sin métodos de control, si no se indica lo contrario.
- b Los factores de emisión para NO_x son expresados como NO₂. Un método más preciso para estimar las emisiones de NO_x para calentadores industriales es aplicar la siguiente ecuación:
 $\text{kg NO}_2/\text{m}^3 \text{ de aceite consumido} = 2.47 + 12.53(N)$, donde N es el porcentaje en peso de nitrógeno en el aceite.
- c ND = No hay datos disponibles.
- d Los factores de emisión para partículas son función del grado del aceite y del contenido de azufre.
 Aceite # 6: $A = 1.12(S) + 0.37 \text{ kg/m}^3$, donde S es el por ciento en peso de azufre en el aceite.
 Aceite # 5: $A = 1.2 \text{ kg/m}^3$
 Aceite # 4: $A = 0.84 \text{ kg/m}^3$
- e LNB = Quemadores de bajo contenido de NO_x.

Fuente: Emission Estimation Technique Manual for Petroleum Refining NPI (National Pollutant Inventory). Environment Australia. Febrero 1999.

Tabla 2.15 Factores de emisión para la operación de quemadores.

Componente	Factor de emisión (kg/10 ⁶ J)
Hidrocarburos totales	6.0249
Monóxido de carbono	15.923
Óxidos de nitrógeno	2.293
Partículas con carbono	11.835

Fuente: Emission Estimation Technique Manual for Petroleum Refining NPI (National Pollutant Inventory). Environment Australia. Febrero 1999.

Tabla 2.16 Factores de emisión para la combustión de gas.

Tipo de sistema de combustión	Factores de emisión (kg / 10 ⁶ m ³ de gas combustible consumido)			
	NO _x	CO	PM ₁₀	COV
<i>Calentadores de pared > 30 MW</i>				
Sin control	4480	1344	122	88
Controlados - Quemadores de bajo NO _x	2240	1344	122	88
Controlados - Gas de chimenea recirculado	1600	1344	122	88
<i>Calentadores < 30 MW</i>				
Sin control	1600	1344	122	88
Controlados - Quemadores de bajo NO _x	800	1344	122	88
Controlados - Gas de chimenea recirculado	512	1344	122	88
<i>Fuego tangencial (todos tamaños)</i>				
Sin control	2720	384	122	88
Controlados - Gas de chimenea recirculado	1216	1538	122	88

Fuente: Emission Estimation Technique Manual for Petroleum Refining NPI (National Pollutant Inventory). Environment Australia. Febrero 1999.

Tabla 2.17 Composición de hidrocarburos en emisiones de quemadores.

Composición	% en volumen, promedio	% en volumen, intervalo
Metano	55	14-83
Etano/Etileno	8	1-14
Acetileno	5	0.3-23
Propano	7	0-16
Propileno	25	1-65

Fuente: Emission Estimation Technique Manual for Petroleum Refining NPI (National Pollutant Inventory). Environment Australia. Febrero 1999.

Compuestos orgánicos.

Tabla 2.18 Factores de emisión de compuestos orgánicos para la combustión de gas.

Sustancia	Factor de emisión (kg/10 ⁶ m ³ de petróleo consumido)
Benceno	3.4 x 10 ⁻²
Tolueno	5.4 x 10 ⁻²
Acetaldehído	0.13
Formaldehído	1.2
Fenol	0.062
HAP's	1.1 x 10 ⁻²
n-Hexano	29

Fuente: Emission Estimation Technique Manual for Petroleum Refining NPI (National Pollutant Inventory). Environment Australia. Febrero 1999.

Tabla 2.19 Factores de emisión de compuestos orgánicos para la combustión de petróleo.

Sustancia	Factor de emisión (kg/m ³ de petróleo consumido)
Benceno	2.57×10^{-5}
Tolueno	7.44×10^{-4}
Xileno	9.01×10^{-4}
Etilbenceno	7.63×10^{-6}
HAP's	1.43×10^{-4}
Formaldehido	3.96×10^{-3}
Acetona	1.01×10^{-2}
Dioxinas y furanos policlorados	3.72×10^{-10}
n-Hexano	1.80×10^{-3}

Fuente: Emission Estimation Technique Manual for Petroleum Refining NPI (National Pollutant Inventory). Environment Australia. Febrero 1999.

Elementos traza e inorgánicos (incluyendo metales y compuestos como fluoruros, amoniaco, disulfuros etc.)

Las emisiones de ciertos compuestos pueden ser estimadas al emplear un balance de materia, cuando la composición del combustible es conocida.

Para el balance de materia se requieren dos datos:

- El contenido del metal de los combustibles utilizados en cada quemador u horno.
- El consumo de combustible para cada fuente de combustión.

La ecuación a emplear es la (E 2.6):

Velocidad de emisión (kg/h) = Uso de combustible (kg/h) * Cont. de metal en comb. (% wt)

Tabla 2.20 Factores de emisión de elementos traza para la combustión de gasóleo.

Elemento	Combustión de aceite destilado ^a (kg/m ³)	Combustión de aceite residual ^b (kg/m ³)
Antimonio	ND	6.3×10^{-4}
Arsénico	7.06×10^{-5}	1.5×10^{-4}
Berilio	5.03×10^{-5}	3.3×10^{-5}
Cadmio	5.03×10^{-5}	4.8×10^{-5}
Cromo (IV)	ND ^c	3.0×10^{-5}
Cobalto	ND	7.2×10^{-4}
Cobre	ND	2.1×10^{-4}
Plomo	1.49×10^{-4}	1.8×10^{-4}
Manganeso	2.35×10^{-4}	3.6×10^{-4}
Mercurio	5.03×10^{-5}	1.4×10^{-5}
Níquel	3.02×10^{-4}	1.0×10^{-2}
Selenio	ND	8.2×10^{-5}
Zinc	ND	3.5×10^{-3}
Fluoruro	ND	4.5×10^{-3}

a Destilado incluye gasóleo #2.

b Residual incluye gasóleo #4, #5 y #6.

c ND = No hay datos disponibles.

Fuente: Emission Estimation Technique Manual for Petroleum Refining NPI (National Pollutant Inventory). Environment Australia. Febrero 1999.

Fuentes de proceso y fugitivas.

Tabla 2.21 Emisiones estimadas de la Refinería de Petróleo.

Compuesto	En fuente (toneladas / año)	Fugitivas (toneladas / año)	Total (toneladas / año)
Benceno	114	29	142
Tolueno	437	111	548
Xileno	31	1751	1782
Butadieno	3	1	4
Trimetil benceno (1,2,4)	310	141	452

Fuente: The Toxics Release Inventory: A nacional perspectiva, 1987. EPA.

Las emisiones fugitivas se estiman para los siguientes servicios:

- Válvulas (válvulas de bloque y control 3/4" o 1.875 cm de tamaño y más grandes)
- Bridas/conectores
- Sellos de bombas
- Sellos de mezcladores
- Sellos de compresores
- Válvulas de alivio de presión a la atmósfera
- Alcantarillas

Tabla 2.22 Factores de emisión para emisiones fugitivas en las refinerías de petróleo.

Fuente de emisión	Unidades del Factor de emisión	Factores de emisión		Tecnologías aplicables de control
		Emisiones sin control	Emisiones controladas	
Torres de enfriamiento ^a	kg/10 ⁶ L de agua de enfr.	0.7	0.08	Minimización de fugas de hidrocarburos en el sistemas de agua de enfriamiento; monitoreo de hidrocarburos en el agua de enfriamiento.
	lb/10 ⁶ gal. De agua de enfr.	6	0.7	
Separadores agua/aceite ^b	kg/10 ⁶ L de agua residual	0.6	0.024	Cubrir los separadores y/o sistemas de recuperación de vapor.
	lb/10 ⁶ gal. De agua residual	5	0.2	

Notas:

^a Si el flujo de agua de enfriamiento no se conoce, asumir que es 40 veces el flujo de alimentación a la refinería. Esta se define como la velocidad de alimentación de petróleo crudo que entra a la columna de destilación atmosférica.

^b Si el flujo de agua residual se desconoce para el separador agua/aceite asumir que es 0.95 veces la alimentación a la refinería. Esta se define como la velocidad de alimentación de petróleo crudo que entra a la columna de destilación atmosférica.

Fuente: Emission Estimation Technique Manual for Petroleum Refining NPI (National Pollutant Inventory) Environment Australia.

Derrames de tanques de almacenamiento.

Las emisiones en tanques se evalúan para tanques de crudo, gasolina, gas, servicio de combustible de jet B o destilados y para cualquier tipo de tanques de mezclado.

Derrames en operaciones de carga.

Pérdidas de COV's. Las pérdidas en la carga de COV's son estimadas como el producto de la producción total multiplicado por un factor emisión.

Descargas de fuentes de aguas residuales.

Las fuentes de COV's y descargas al aire de los sistemas de colección de aguas residuales y sistemas de tratamiento incluye:

- Alcantarillas de proceso y colectores
- Separadores por gravedad de petróleo-agua y estanques de dispersión
- Sistemas aéreos de flotación
- Tanques de recolección del agua de lluvia
- Torres de agua de enfriamiento

ESTIMACIÓN POR OPERACIONES DE LA REFINERÍA.⁹

Destilación atmosférica y a vacío.

Las emisiones a aire durante la destilación atmosférica surgen de la combustión de combustibles en los hornos para calentar el petróleo crudo, fugas de proceso y emisiones fugitivas.

Las fuentes más importantes de emisiones atmosféricas de la columna de la destilación a vacío se asocian con los eyectores del vapor o bombas de vacío (*emisiones fugitivas*). Una porción significativa de los vapores retirados de la columna por los eyectores o bombas, se recupera en condensadores. Históricamente, la porción de no condensables de los vapores ha sido descargada a la atmósfera directamente de los condensadores. Hay aproximadamente 0.14 kg de hidrocarburos no condensables por metro cúbico de crudo procesado en la columna de destilación a vacío.

Una segunda fuente de emisiones atmosféricas de columnas de destilación al vacío son los productos de la combustión de los calentadores del proceso. Los requerimientos del calentador del proceso para la columna de la destilación a vacío son aproximadamente 245 megajoules por metro cúbico (MJ/m³) de crudo procesado en la columna del vacío. Las emisiones fugitivas de hidrocarburos de sellos y accesorios con fugas también están asociados con la unidad de destilación a vacío, pero éstos son aminorados por las bajas presiones de operación en la unidad. Una cierta cantidad de hidrocarburos ligeros no condensables (metano y etano) y sulfuro de hidrógeno pasan a través del condensador a un pozo que se encuentra caliente, y entonces son descargados al sistema de combustible amargo o descargados a un calentador de proceso u otro dispositivo de control para destruir el sulfuro de hidrógeno. La cantidad de estas emisiones depende del tamaño de la unidad, el tipo de alimentación, y de la temperatura del agua de refrigeración.

Para producir y mantener el sistema de vacío en la columna de destilación, a menudo se emplea vapor conducido por vacío o eyectores de vapor, acoplado con un condensador barométrico. Los compuestos ligeros volátiles como H₂S, se pueden formar durante la operación debido a las altas temperaturas empleadas en el proceso. Estos compuestos que no condensan en el condensador barométrico son descargados en la corriente de agotamiento.

Cracking y coqueado.

De la literatura disponible, no está claro que emisiones se liberan y en que parte del proceso son liberadas.

Las emisiones a la atmósfera de procesos térmicos de cracking incluyen polvo de las operaciones de decoquizado, gases de combustión del reductor de viscosidad y de calentadores del proceso de coqueado, así como emisiones fugitivas. Las emisiones fugitivas son significativas a causa de las temperaturas altas implicadas, y dependen del tipo de equipo y configuración, las condiciones de operación, y las prácticas de mantenimiento.

Las emisiones de partículas de las operaciones de coqueado retardado son potencialmente significativas. Estas emisiones se asocian con quitar el coque del tambor de coque y las operaciones subsiguientes de manejo y almacenamiento. Las emisiones de hidrocarburos se asocian con el enfriamiento y descarga del tambor de coque antes de la eliminación de coque. Las emisiones aéreas incluyen emisiones de gases de chimenea de calentadores de proceso.

⁹ La descripción de la Estimación por operaciones de la Refinería se hizo con información de las Referencias bibliográficas; Libros: 2 y Documentos: 1.

En la renovación de coque, emisiones significativas de COV's y PM se pueden dar en esta operación. Algunas sustancias que se espera estén presentes incluyen: Benceno, tolueno, xileno, H₂S, metales, e hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP's).

Cracking catalítico.

Hay dos fuentes de emisiones a aire por parte de esta operación: El calentamiento en el proceso y la regeneración del catalizador. Estas emisiones incluyen hidrocarburos, óxidos de azufre amoníaco, aldehídos, NO_x, cianuros, metales y partículas.

Las emisiones a la atmósfera de procesos de cracking catalítico son: (1) Los productos de la combustión de calentadoras de proceso y (2) gases de chimenea de la regeneración de catalizador. Las emisiones del regenerado del catalizador incluyen hidrocarburos, óxidos de azufre, amoníaco, aldehídos, óxidos de nitrógeno, cianuros, monóxido de carbono, y partículas. Las emisiones de partículas de unidades de FCC son mucho mayores que las de unidades TCC, a causa de los flujos de circulación del catalizador más altos empleados.

Las concentraciones relativamente altas de monóxido de carbono se pueden producir durante regeneración del catalizador que es convertido típicamente a bióxido de carbono, o inclusive en una caldera de combustión de desechos de monóxido de carbono. Además, una cantidad significativa de polvo de catalizador se produce en unidades FCC como resultado del movimiento constante de los granos de catalizador uno contra otro. Mucho de este polvo, que consiste principalmente de aluminio y cantidades relativamente pequeñas de níquel, es llevado con la corriente del monóxido de carbono al quemador del monóxido de carbono. El polvo del catalizador entonces se separa de la corriente resultante del bióxido de carbono vía ciclones y/o precipitadores electrostáticos y es mandado fuera de la refinería para su disposición o tratamiento. El agua residual generada es agua típicamente amarga del fraccionador que contiene algunas grasas.

Alquilación.

En el proceso con ácido sulfúrico, el ácido sulfúrico que ha reaccionado se debe regenerar en una planta que generalmente no es parte de la unidad de alquilación. Las emisiones a aire del proceso de alquilación pueden surgir de fugas de proceso y emisiones fugitivas.

Tratamiento cáustico.

Emisiones aéreas de bióxido de azufre pueden surgir. El catalizador gastado, que típicamente no es regenerado, es dispuesto ocasionalmente como un desecho sólido. Las corrientes de agua residual contendrán el lavado cáustico y agua amarga con aminas y mercaptanos.

Recuperación de Azufre.

En ellas se generan compuestos de azufre y principalmente H₂S y SO₂. Para estimar las emisiones de esta fuente tan importante de contaminantes se emplean los siguientes factores de emisión:

Tabla 2.23 Factores de emisión para plantas de recuperación de azufre y el proceso Claus.

Número de etapas catalíticas	Porcentaje de recuperación de azufre ^a	Emisiones de SO ₂	
		kg/Mg de azufre producido	lb/ton de azufre producido
1, sin control	93.5 ^b	139 ^{b,c}	278 ^{b,c}
3, sin control	95.5 ^d	94 ^{c,d}	188 ^{c,d}
4, sin control	96.5 ^e	73 ^{c,e}	145 ^{c,e}
2, con control	98.6	29	57
3, con control	96.8	65	129

Notas:

^a Las eficiencias son por las corrientes de gas de alimentación con altas concentraciones de H₂S. Gases con bajas concentraciones de H₂S tendrían eficiencias más bajas. Por ejemplo, una planta con 2 o 3 etapas puede tener una eficiencia de recuperación de 95% por 90% de la corriente de H₂S; 93% por 50% de H₂S; y 90% para 15% de H₂S.

^b Basado en el peso neto del azufre puro producido. Los factores de emisión se determinaron utilizando el promedio del porcentaje de recuperación de azufre. Las emisiones de dióxido de azufre se calcularon del porcentaje de azufre recuperado por una de las siguientes ecuaciones:

$$\text{Emisiones de SO}_2 \text{ (kg / Mg)} = \frac{100 \% \text{ de recuperación} * 2000}{\% \text{ de recuperación}}$$

$$\text{Emisiones de SO}_2 \text{ (lb / ton)} = \frac{100 \% \text{ de recuperación} * 4000}{\% \text{ de recuperación}}$$

^c Intervalos de recuperación de azufre = 92% a 95 %

^d Intervalos de recuperación de azufre = 95% a 96 %

^e Intervalos de recuperación de azufre = 96% a 97 %

Fuente: Emission Estimation Technique Manual for Petroleum Refining NPI (National Pollutant Inventory) Environment Australia. Febrero, 1999.

Hidroprocesamiento.

Del reformado del catalizador en el proceso de hidrocracking no se generan desechos considerables, debido a que se da cada 2 o 4 años. Del proceso en sí se tiene que los calentadores, desfuegos y emisiones fugitivas son la principal fuente de contaminantes.

Las emisiones al aire del reformado catalítico se dan por el gas de calentamiento del proceso y emisiones fugitivas.

Las emisiones aéreas por hidrotratamiento pueden surgir del gas de chimenea del calentador de proceso, de derrames, y de las emisiones fugitivas.

Extracción de solventes.

En el proceso de extracción de solventes, un desecho de corrientes grasas de disulfuros salen al separador. Las emisiones al aire surgen por hidrocarburos fugitivos y se descarga en el separador que puede contener disulfuros. Las emisiones aéreas pueden surgir de emisiones fugitivas de los solventes.

Tabla 2.24 Factores de emisión para las refinerías de petróleo.^a

PROCESO	Partículas	SO ₂	CO	Hidrocarburos totales ^b	NO ₂	Aldehídos	Amoniaco
Unidades de Cracking catalítico fluidizado (FCCU's)							
<i>Sin control</i>							
kg/10 ³ L alim. fresca	0.695 (0.267 a 0.976)	1.413 (0.286 a 1.505)	39.2	0.630	0.204 (0.107 a 0.416)	0.054	0.155
lb/10 ³ bbl alim. fresca	242 (93 a 340)	493 (100 a 525)	13,700	220	71.0 (37.1 a 145.0)	19	54
Precipitador electrostático y homo CO.							
kg/10 ³ L alim. fresca	0.128 (0.020 a 0.428)	1.413 (0.286 a 1.505)	ln	ln	0.204 (0.107 a 0.416)	SGN	SGN
lb/10 ³ bbl alim. fresca	45 (7 a 150)	493 (100 a 525)	ln	ln	71.0 (37.1 a 145.0)	SGN	SGN
Unidades de Cracking catalítico de lecho móvil							
<i>Sin control</i>							
kg/10 ³ L alim. fresca	0.049	0.171	10.8	0.250	0.014	0.034	0.017
lb/10 ³ bbl alim. fresca	17	60	3,800	87	5	12	6
Unidades de coqueado fluido							
<i>Sin control</i>							
kg/10 ³ L alim. fresca	1.50	SD	SD	SD	SD	SD	SD
lb/10 ³ bbl alim. fresca	523	SD	SD	SD	SD	SD	SD
Precipitador electrostático y homo CO.							
kg/10 ³ L alim. fresca	0.0196	SD	ln	ln	SD	ln	ln
lb/10 ³ bbl alim. fresca	6.85	SD	ln	ln	SD	ln	ln
Unidades de coqueado retardado	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD

Tabla 2.24 Factores de emisión para las refinerías de petróleo.^a (Continuación).

PROCESO	Partículas	SO ₂	CO	Hidrocarburos totales ^b	NO ₂	Aldehídos	Amoniaco
Sistemas de compresión							
Reciprocantes							
kg/10 ³ m ³ gas consumido	In	2s ^c	7.02	21.8	55.4	1.61	3.2
lb/10 ³ ft ³ gas consumido	In	2s ^c	0.43	1.4	3.4	0.1	0.2
Turbinas de gas							
kg/10 ³ m ³ gas consumido	In	2s ^c	1.94	0.28	4.7	SD	SD
lb/10 ³ ft ³ gas consumido	In	2s ^c	0.12	0.02	0.3	SD	SD
Sistemas de desfogue							
<i>Sin control</i>							
kg/10 ³ L alim. fresca	In	In	In	1,662	In	In	In
lb/10 ³ bbl alim. fresca	In	In	In	580	In	In	In
Sistema de recuperación de vapor							
kg/10 ³ L alim. fresca	In	0.077	0.012	0.002	0.054	In	In
lb/10 ³ bbl alim. fresca	In	26.9	4.3	0.8	18.9	In	In
Condensadores de la columna de dest. a vacío							
<i>Sin control</i>							
kg/10 ³ L alim. a colum.	In	In	In	0.14 (0 a 0.37)	In	In	In
lb/10 ³ bbl alim. a colum.	In	In	In	50 (0 a 130)	In	In	In
<i>Controlada (purga al calentador o incinerador)</i>	In	In	In	In	In	In	In

Notas: ^a Los números en paréntesis indican el intervalo de valores observados. In = insignificante. SD = Sin datos.

^b Específicamente menos del 1 % en peso de las emisiones de hidrocarburos totales son metano.

^c Basado en una combustión al 100 % de azufre a SO₂ = contenido de gas azufre en la refinería (en kg/1000 m³ o lb/1000 ft³), dependiendo de las unidades que se deseen para el factor de emisión.

Fuente: Emission factor and Inventory group AIR CHIEF 10 (AP-42) Petroleum Industry and Sulfur Recovery, 2000.

2.4.4 ESTIMACIÓN DE EMISIONES Y TRANSFERENCIA DE CONTAMINANTES A SUELO.

El empleo de factores de emisión para estimar descargas al suelo es poco usual, ya que las mediciones directas o balance de materiales son utilizados con mayor frecuencia para su cuantificación.

Para su elección se debe considerar que:

- Son susceptibles a variaciones locales, por lo que su confiabilidad se define en términos de la similitud entre las condiciones de la aplicación y aquellas en las que se desarrollaron.
- Su existencia está limitada a contaminantes comunes.

CATALIZADORES.

A continuación se reporta un análisis para un tipo de catalizador, el cual se puede usar para estimar, en primera instancia, la cantidad de metales pesados en los desechos sólidos generados en varios centros de trabajo.

Tabla 2.25 Niveles de limpieza para suelos contaminados con hidrocarburos.

Sustancia	Niveles de Limpieza Residencial Mg / kg	Limpieza no Residencial Mg / kg	Contaminación manto freático Mg / kg
Benceno	3	13	1
Tolueno	1,000	1,000	500
Etil-benceno	1,000	1,000	100
Xilenos	410	1,000	10
Antraceno	10,000	10,000	100
Naftaleno	230	4,200	100
α - Benzo-pireno	0.66	0.66	100
Plomo	400	600	_____

Fuente: [VILLARREAL, M. S.; 1999].

Con frecuencia, el suelo se contamina con derrames de productos del petróleo cerca de los tanques de almacenamiento, durante las operaciones de carga y descarga, fugas por estoperas de bombas, válvulas, bridas, etc.

2.4.5 ESTIMACIÓN DE EMISIONES Y TRANSFERENCIA DE RESIDUOS PELIGROSOS.

Las características de los residuos se deben analizar con base a sus propiedades físico-químicas: Composición, solubilidad, coeficientes de partición, presión de vapor, coeficientes de adsorción, etc., sin embargo para su inclusión en el RETC se consideraron las propiedades de persistencia, bioacumulación y toxicidad conjuntamente con su clasificación según el análisis CRETIB de acuerdo a la NOM-052-SEMARNAT-1996.

Las refinerías del petróleo son fuentes importantes de emisiones contaminantes peligrosas a la atmósfera (HAP's). Las refinerías individuales emiten sobre 25 megagramos por año (25 toneladas por año) de HAP's orgánicos incluyendo benceno, tolueno, etil-benceno, y otros HAP's. Los HAP's emitidos por esta vía se asocian a una variedad de efectos adversos para la salud. La gama de efectos incluye: Cáncer y otros desórdenes crónicos de la salud (v. gr. anemia, pancitopenia, anemia perniciosa, cambios estructurales pulmonares), desórdenes agudos como disnea (dificultad en la respiración), irritación superior de la zona respiratoria con tos, conjuntivitis, efectos neurotóxicos (insomnio, temblores, delirium, inconsciencia, coma, convulsiones visuales). Las refinerías también emiten HAP inorgánico (fluoruro del hidrógeno, cloruro de hidrógeno, etc).

En este contexto, la gasolina se considera un combustible peligroso, ya que tiene un porcentaje de componentes solubles y tóxicos, por ejemplo: MTBE, compuestos orgánicos volátiles monoaromáticos (benceno), etc.

Después se colocan sucesivamente los combustibles Diesel No. 1 y No. 2 y No. 6, este último es carcinogénico por su alto contenido en HAP. [Esso Research, 1964].

En el suelo, todos los hidrocarburos se hallan en un proceso de biodegradación para transformarse en material húmico, compuesto de hidrocarburos alifáticos de medio y alto peso molecular, que no se consideran de alto riesgo para la salud. Sin embargo, los suelos que presentan niveles por encima de 10,000 mg/kg, inhiben el crecimiento de las plantas [Stokman y Sogorka., 1997].

La concentración máxima de COV's, se encuentran debajo de la superficie, ya que se disminuye la volatilización debido a un contacto limitado con la atmósfera por lo que la biodegradación es pobre por la baja concentración de oxígeno.

En términos generales las sustancias aromáticas volátiles se encuentran en mayor concentración que los compuestos alifáticos y debido a su mayor toxicidad relativa hacia microorganismos, por lo cual los aromáticos son más resistentes a la biodegradación, particularmente a altas concentraciones.

La sustancia aromática predominante en el diesel es el naftaleno. En tanto que los combustibles pesados contienen cantidades relativamente altas de HAP's con cuatro o más anillos, (v. gr benzopireno). Estos compuestos prácticamente no se volatilizan, ya que todos ellos, incluyendo al naftaleno, son sólidos en las condiciones ambientales normales.

Además, con excepción del naftaleno, todos los HAP's son muy poco solubles en agua y tienden a adherirse fuertemente a las partículas sólidas del suelo. Estas son algunas de las razones por las cuales los HAP's con cuatro o más anillos condensados, persisten largo a tiempo en el ambiente [Baird, 1997]. A menos que la contaminación se presente bajo la superficie, los HAP's, se pueden encontrar también en las capas superficiales del suelo.

Los agentes contaminantes peligrosos significativos en el aire son: 2,2,4-Trimetilpentano, benceno, naftaleno, cresoles, tolueno, etilbenceno, xilenos, hexano, metil-etilcetona.

Los respiraderos catalíticos de la regeneración del catalizador emiten cloruro de hidrógeno, y los respiraderos de la planta de azufre emiten disulfuro de carbono, CS₂. El benceno y los cresoles son los dos HAP's identificados como agentes carcinógenos. El benceno es una preocupación para la EPA porque la exposición a largo plazo a este producto químico causa un riesgo creciente del cáncer en seres humanos, y también se asocia a anemia, a pancitopenia, a fracturas cromosómicas, y al debilitamiento de la médula. Los cresoles se clasifican como clase C o agentes carcinógenos humanos posibles. La exposición al fenol es muy tóxica para animales. La exposición al n-hexano puede causar polineuropatías (debilidad y entumecimiento del músculo) en seres humanos, y la exposición a la naftalina se liga a las cataratas y a la anemia en niños. Las emisiones de COV's se han asociado a una variedad de impactos a la salud y bienestar. Las emisiones de compuestos orgánicos volátiles, junto con los óxidos del nitrógeno (NOx), son precursores a la formación del ozono troposférico. La exposición al ozono ambiente es responsable de una serie de impactos de la salud, tales como alteraciones en la capacidad pulmonar; ojo, nariz, e irritación de la garganta, náusea, y provocan enfermedades respiratorias. Entre los impactos de la exposición al ozono ambiente se incluyen daños a la madera y a las cosechas comercialmente valiosas tales como sojas y algodón.

BIFENILOS POLICLORADOS.

El acrónimo PCB, denota a un grupo de sustancias industriales organocloradas que se han convertido en uno de los más graves problemas ambientales a partir de la década 1970, si bien no son plaguicidas propiamente dichos. Estos compuestos tienen una amplia gama de aplicaciones en la sociedad moderna con base en otras propiedades. Al igual que otras sustancias organocloradas, los PCB's, son extremadamente persistentes en el ambiente y se acumulan en el sistema viviente. Como consecuencia de su empleo indiscriminado, se han convertido en uno de los principales contaminantes en muchas partes del mundo.

Ya sea por su toxicidad intrínseca o por su capacidad para producir DIOXINAS y FURANOS, en sus procesos de destrucción, los PCB's, son motivo de profunda preocupación por sus efectos deletéreos a la salud humana, en especial al crecimiento y desarrollo en etapas tempranas [Gustafson, 1970]; [Abramowics, y Olson, 1995]. Se han reportado concentraciones de PCB's en suelos en el orden de 20 mg/kg.

Tabla 2.26 Contaminantes potencialmente peligrosos emitidos al aire (HAP's) en las refineries de petróleo.

Proceso	Contaminantes potencialmente peligrosos emitidos a aire			
	Orgánicos		Inorgánicos	
	Vapor	Partículas	Vapor	Partículas
<i>Operaciones de refinería</i>				
Separación de crudo.	a,b,d,e,f,g,h,i,j,k,l,m,o,A,B,C,D,E,F,J	O	c,m,t,u,v,x,y,L	p,l,Q,R
Procesamiento de hidrocarburos ligeros.	g,h,i,n,N,O,P	R	t, v	G,H,Q
Procesamiento de destilados intermedios y pesados.	a,d,e,f,g,h,i,j,k,l,F,J,K,O,P,S,T	o,R	m,t,u,v,x,y,L	p,q,G,H,I,Q,U
Procesamiento de hidrocarburos residuales.	a,d,e,f,g,h,i,j,k,l,n,F,J,M,N,P,S,T	o,R	m,s,t,u,v,x,y,L	p,q,G,H,I,Q,U
Servicios auxiliares	a,b,d,e,f,g,h,i,j,k,l,n,A,B,C,D,J,K,M,T	o,R	c,m,s,u,y,L	p,q,r,z,l
<i>Procesos de combustión</i>				
Combustión de aceite	14	19	13,27,27	1,2,5,6,8,9,10,11,15,16,18,20,22,24
Combustión de gas natural	14	19		
Combustión de gasolina	12,14	12,19	17	15
Combustión de Diesel	12	12,19		6,18

Nota: las letras corresponden:

a - Anhídrido maleico, b - ácido benzoico, c - cloruros, d - cetonas, e - aldehídos, f - compuestos heterocíclicos (e.g., piridinas), g - benceno, h - tolueno, i - xileno, j - fenoles, k - compuestos orgánicos que contienen azufre, l - cresol, m - sulfuros inorgánicos, n - mercaptanos, o - compuestos polinucleares (benzopireno, antraceno, etc.), p - vanadio, q - níquel, r - plomo, s - ácido sulfúrico, t - sulfuro de hidrógeno, u - amoniaco, v - disulfuro de carbono, x - sulfuro de carbonilo, y - cianuros, z - cromatos, A - ácido acético, B - ácido fórmico, C - metiletilamina, D - dietilamina, E - tiosulfuro, F - metilmercaptano, G - cobalto, H - molibdeno, I - zinc, J - ácido cresílico, K - xilenoles, L - tiofenos, M - tiofenol, N - carbonilo de níquel, O - tetraetil de plomo, P - carbonilo de cobalto, Q - partículas de catalizador, R - partículas de coque, S - formaldehído, T - aminas aromáticas, U - cobre.

1 - arsénico, 2 - antimonio, 5 - bario, 6 - berilio, 8 - cadmio, 9 - cromo, 10 - cobalto, 11 - cobre, 12 - dioxinas, 13 - fluoruros, 14 - formaldehído, 15 - plomo, 16- manganeso, 17 - mercurio, 18 - níquel, 19 - materia orgánica policíclica (POM), 20 - vanadio, 22 - radionúclidos, 24 - zinc, 27 - cloruros.

Fuente: Background information on hydrocarbon emissions from marine terminal operations, EPA-450/3-76-038a. 1996.

CAPÍTULO 3. ESTUDIO DE CASO: RECONFIGURACIÓN DE LA REFINERÍA DE MINATITLÁN

3.1 MARCO GENERAL DEL PROYECTO DE RECONFIGURACIÓN DE LA REFINERÍA DE MINATITLÁN.

La Refinería "Gral. Lázaro Cárdenas del Río" ubicada en Minatitlán, Veracruz, inició su operación en 1906, siendo la primera gran refinería de Latinoamérica, actualmente desarrolla un completo proyecto de reconfiguración, que le permitirá afrontar los retos del siglo XXI, como un centro de trabajo moderno y rentable.

La Refinería hoy cuenta con 27 plantas industriales, dedicadas a la producción de energéticos. Tiene una extensión de 800 hectáreas, donde se ubican las instalaciones necesarias para procesar 190,000 barriles diarios de petróleo crudo y 30,000 barriles de líquidos de mezcla de butanos. Además cuenta con un sector ubicado en la Cangrejera Veracruz, donde existen 3 plantas que procesan diariamente 170,000 barriles de petróleo crudo tipo Maya.

El área de influencia, donde su producción abastece de combustible al mercado, incluye al sureste del país y parte de la demanda del Distrito Federal. Los estados que reciben energéticos de la Refinería "Gral. Lázaro Cárdenas", son: Puebla, el sur de Veracruz, Tabasco, Campeche, Yucatán y Quintana Roo.

De acuerdo con el plan de la Dirección General de PEMEX Refinación, la licitación de la obra de reconfiguración, tiene como ejes estratégicos principales dividirla en seis paquetes que contemplen los aspectos de ingeniería, procuración y construcción, además de otros seis paquetes para la Gerencia de Proyecto.

El esquema planteado para su financiamiento, según la Dirección Corporativa de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos de PEMEX-Refinación, será a través de Pidiregas (Proyectos de inversión diferida en el registro del gasto, aplicado a proyectos de infraestructura productiva de largo plazo, en términos del artículo 18 de la Ley General de Deuda Pública y el artículo 30 de la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal de México).

Dentro de los paquetes de licitación; el *Paquete I* tiene como alcance la construcción del nuevo camino de acceso, realización de las terrecerías necesarias para conformar las plataformas sobre las cuales se construirán las nuevas plantas y la colocación de dispositivos y precargas para acelerar la consolidación de los estratos arcillosos del subsuelo.

Se trata de un contrato a precios unitarios y contempla la construcción del camino de acceso y acondicionamiento del sitio para la reconfiguración de la Refinería.

El *Paquete II* trata de un contrato mixto y comprende obras de integración, interconexiones entre todas las plantas de tratamiento de aguas amargas y residuales; y servicios auxiliares incluyendo: Una planta de tratamiento de aguas amargas, una planta de tratamiento de aguas residuales, dos calderas de 200 TPH c/u , y un turbogenerador de 100 mW.

El *Paquete III* comprende: Una planta combinada de 150 MBPD; una planta hidrosulfuradora de diesel de 34-37 MBPD; y una planta FCC y fraccionadora de gases de 42 MBDP.

El *Paquete IV* incluye: Una planta generadora de hidrógeno de 48 MMPCSD; una planta hidrosulfuradora de gasóleos de 50 MBPD y una planta recuperadora de azufre de 600 TPD.

El *Paquete V* incluye: Una planta coquizadora de 50-56 MBPD, una planta regeneradora de DEA de 50 MBPD y una planta hidrosulfuradora de Naftas de 7 MBPD.

El *Paquete VI* incluye dos plantas de alquilación de 11.7 MBPD cada una.

Para lograr alcanzar las metas de Seguridad y Protección Ambiental, asegurar su cumplimiento y su permanencia en el tiempo, la Refinería ha implantado el Sistema Integral de Administración de Seguridad y Protección Ambiental (SIASPA).

La Refinería, elabora un total de 10 productos diferentes: 8 de ellos energéticos que son utilizados como combustible y petroquímicos básicos que son materias primas para la elaboración de numerosos materiales sintéticos.

OBJETIVOS DEL PROYECTO

Incrementar el procesamiento de crudo de 186 A 350 MBPD.

Incrementar la proporción de procesamiento de crudo Maya.

Incrementar la producción de gasolina y diesel.

Mejorar la calidad de los productos destilados.

RENTABILIDAD DEL PROYECTO

Para mejorar la rentabilidad del proyecto, se revisó el esquema de proceso. Las recomendaciones hechas son:

Incrementar la capacidad de procesamiento de crudo		
Instalaciones actuales	186 MBPD	
Mejoras a las plantas	14 MBPD	
Proyecto de reconfiguración	150 MBPD	
	Total 350 MBPD	
Modificar la capacidad nominal de las plantas nuevas		
Combinada	de 137 a 150	MBPD
Alquilación	de 11.7 a 20	MBPD
Hidrosulfuradora de diesel	de 25 a 37	MBPD
Hidrosulfuradora de gasóleos	de 41.1 a 50	MBPD
Inversión de 1,350 millones de dólares.		
Tiempo de ejecución: 4 años		

ALCANCE

- 9 plantas de proceso nuevas.
- Servicios auxiliares (2 calderas de vapor, 1 turbogenerador).
- Integración de plantas (Preparación y urbanización del sitio, tanques de almacenamiento y nuevo camino de acceso).
- Elevar proceso de crudo de 200 MBPD a 350 MBPD e incremento del porcentaje de procesamiento de crudo maya de 32% hasta un 60%.
- Satisfacer el crecimiento previsto de la demanda de destilados en el área de influencia.
- Reducir impacto ambiental con la inclusión de plantas ecológicas.

FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO.

El Proyecto se financia a través de un Fideicomiso Maestro, establecido en Delaware, N.Y. (Master Trust), garantizando flujo de recursos periódicos como pago a contratistas, previa autorización de PEMEX.

El anuncio de la reconfiguración fue el 12 de mayo de 2003.

A la empresa Tradeco infraestructura se le asignó (22 de octubre de 2003) un contrato por 34 millones de dólares, para construir los caminos de acceso y otros trabajos de ingeniería civil.

La obra arrancó el 8 de diciembre de 2003 y deberá concluirse el 29 de julio de 2005. La obra de reconfiguración involucra una inversión no menor a mil 600 millones de dólares. Se calcula que la obra se llevará a cabo en un plazo del 25 de agosto de 2004 al 23 de mayo de 2007. De las obras que se realicen 25% tendrá que ser de contenido mexicano y hasta 75% de contenido extranjero.

3.2 ESQUEMA DE RECONFIGURACIÓN DE LA REFINERÍA "LÁZARO CÁRDENAS".

Tabla 3.1 Capacidades de las nuevas instalaciones.

Plantas actuales que se mantienen operando	Capacidad (MBPD)
Primaria No. 1	30
Primaria No. 2	30
Primaria No. 3	75
Combinada (Primaria No. 5 y preparadora de carga No. 2)	65
Preparadoras de carga No. 1 y 3	
FCC I	24
Isómerizadora de C5-C6 (U-200)	15
Hidros de gasolina (HDG, HDK y U-400)	21, 11, 25
Hidros de Diesel (HDD y U-100)	17, 25
Reformadoras (U-500, BTX y NP)	20, 17, 11
U-600	5
Tren de isobutano	30
Azufre	59

Fuente: Informe de la Reconfiguración de la Refinería de Minatitlán.

Canacitra.http://www.canacitra.org.mx/canacitra/PEMEX/reconfiguracion_minatitlan.PDF

Tabla 3.2 Capacidades de las nuevas instalaciones.

Paquete	Plantas nuevas	Capacidad
1	Acondicionamiento del sitio y camino de acceso	
2	Obras de integración: interconexiones entre aguas amargas y residuales (4 trenes)	40 MBPD
	Una planta de tratamiento de aguas residuales y amargas	159 LPS
	Servicios auxiliares: Dos calderas	200Ton/h c/u
	Servicios auxiliares: Un turbogenerador	32 MW
3	Combinada (100 % Crudo Maya)	150 MBPD
	Hidrosulfuradora de Diesel profunda	34 MBPD
	FCC y Fraccionadora de gases	41.9 MBPD
4	Planta generadora de Hidrógeno	48 MMPCSD
	Hidrosulfuradora de Gasóleos	50 MBPD
	Recuperadora de Azufre	600 T/D
5	Hidrosulfuradora de Naftas de Coquización	7.4 MBPD
	Coquizadora	55.8 MBPD
	Regeneradora de DEA (Dietanolamina)	50.1 MBPD
6	Dos plantas de alquiler	11.7 MBPD c/u

Fuente: Informe de la Reconfiguración de la Refinería de Minatitlán.

Canacitra.http://www.canacitra.org.mx/canacitra/PEMEX/reconfiguracion_minatitlan.PDF

Tabla 3.3 Capacidades en cuanto a carga de la refinería en la actualidad y a futuro.

CARGA		ACTUAL	FUTURO
Proceso de crudo	MBPD	200	350
Maya (%)		32	60
Gasolinas Bases Importación		12	41
PRODUCTOS		ACTUAL	FUTURO
Magna	MBD	57	95
Premium	MBD	0	56
Turbosina	MBD	4	13
PEMEX Diesel	MBD	34	74.7
Corrientes a SNR	MBD	12	77
Combustóleo	MBD	66	30
Asfalto AC-20	MBD	0	20
Azufre	TD	60	600
Coque	TD	0	3,500

Fuente: Informe de la Reconfiguración de la Refinería de Minatitlán.

Canacitra.http://www.canacitra.org.mx/canacitra/PEMEX/reconfiguracion_minatitlan.PDF



Figura 3.1. Esquema de reconfiguración.

Fuente: Informe de la Reconfiguración de la Refinería de Minatitlán.

Canacintra http://www.canacintra.org.mx/canacintra/PEMEX/reconfiguracion_minatitlan.PDF

3.3 IDENTIFICACIÓN DE LOS PRINCIPALES CONTAMINANTES EMITIDOS EN LA REFINERÍA.

En la tabla se muestran las principales tipos de contaminantes (descargas típicas) en el proceso de refinación de petróleo.

Se ha optado por seleccionar el proceso y las descargas típicas a aire, agua y los residuos generados (que incluyen residuos sólidos, descarga a suelo y no se encuentran especificados los residuos peligrosos).

Tabla 3.4 Descargas típicas de material en el proceso de Refinación de Petróleo.

Proceso	Emisiones a Aire	Agua residual de proceso	Residuos generados
Desalado de petróleo crudo	Gases de efecto invernadero (CO, SO _x , NO _x , hidrocarburos y partículas). Emisiones fugitivas (hidrocarburos)	H ₂ S, NH ₃ , fenol, altos niveles de SS, SD; altos BOD, alta temperatura.	Lodos de aceite crudo/desalado (hierro, cenizas, sales, agua, aceite emulsificado, ceras y metales)
Destilación atmosférica y a vacío	Gases de efecto invernadero (CO, SO _x , NO _x , HC's y partículas). Emisiones fugitivas (HC's) Emisiones de vapor a presión (HC's)	H ₂ S, NH ₃ , sólidos suspendidos, cloruros, mercaptanos, fenol, pH elevado.	Generalmente pequeños o no se generan residuos sólidos
Cracking Térmico / Reducción de la viscosidad.	Gases de efecto invernadero (CO, SO _x , NO _x , HC's y partículas). Escapes y emisiones fugitivas (HC's)	H ₂ S, NH ₃ , fenol, sólidos suspendidos, alto pH, BOD ₅ , COD.	Generalmente pequeños o no se generan residuos sólidos
Coqueado	Gases de efecto invernadero (CO, SO _x , NO _x , HC's y partículas). Emisiones fugitivas (HC's) y emisiones de decoquisado (HC's y partículas).	Alto pH, H ₂ S, NH ₃ , sólidos suspendidos, COD.	Polvo de coque (partículas de carbón e hidrocarburos)
Cracking Catalítico	Gases de efecto invernadero (CO, SO _x , NO _x , HC's y partículas). Escapes y emisiones fugitivas (HC's) y regeneración de catalizador (CO, SO _x , NO _x , y partículas)	Altos niveles de aceite, sólidos suspendidos, fenoles, cianuros, H ₂ S, NH ₃ , alto pH, BOD, COD.	Catalizador gastado, metales de aceite crudo, hidrocarburos, partículas de catalizador gastado de los precipitadores electrostáticos (silicatos de aluminio y metales)
Hidrocracking Catalítico	Gases de efecto invernadero (CO, SO _x , NO _x , HC's y partículas). Escapes y emisiones fugitivas (HC's) y regeneración de catalizador (CO, SO _x , NO _x , y partículas)	Alto COD, sólidos suspendidos, H ₂ S, niveles relativamente bajos de BOD.	Catalizador gastado, metales de aceite crudo e hidrocarburos.
Alquilación	Gases de efecto invernadero (CO, SO _x , NO _x , hidrocarburos y partículas). Escapes y emisiones fugitivas (HC's)	Bajo pH, sólidos suspendidos, sólidos disueltos, COD, H ₂ S, ácido sulfúrico gastado.	Lodos de alquilación neutralizados (ácido sulfúrico o fluoruro de calcio, hidrocarburos).

Tabla 3.4 Descargas típicas de material en el proceso de Refinación de Petróleo (Continuación).

Proceso	Emisiones a Aire	Agua residual de proceso	Residuos generados
Hidrocracking Catalítico	Gases de efecto invernadero (CO, SO _x , NO _x , HC's y partículas). Escapes y emisiones fugitivas (HC's) y regeneración de catalizador (CO, SO _x , NO _x , y partículas)	Alto COD, sólidos suspendidos, H ₂ S, niveles relativamente bajos de BOD.	Catalizador gastado, metales de aceite crudo e hidrocarburos.
Hidrotratamiento / Hidroprocesamiento	Gases de efecto invernadero (CO, SO _x , NO _x , HC's y partículas). Escapes y emisiones fugitivas (HC's) y regeneración de catalizador (CO, SO _x , NO _x , y partículas)	H ₂ S, NH ₃ , alto pH, fenoles, sólidos suspendidos, BOD, COD.	Partículas de catalizador gastado (silicato de aluminio y metales).
Isomerización	Gases de efecto invernadero (CO, SO _x , NO _x , HC's y partículas). Emisiones fugitivas (HC's), HCl (potencialmente en ligeros)	Bajo pH, sales cloradas, sosa lavada, relativamente bajo H ₂ S y NH ₃ .	Lodos de cloruro de calcio de la neutralización de HCl gas.
Polimerización	H ₂ S del lavado con sosa.	H ₂ S, NH ₃ , sosa lavada, mercaptanos y amoníaco, alto pH.	Catalizador gastado que contiene ácido fosfórico.
Reformado Catalítico	Gases de efecto invernadero (CO, SO _x , NO _x , HC's y partículas). Emisiones fugitivas (HC's) y catalizador regenerado.	Altos niveles de grasas, sólidos suspendidos, COD, relativamente bajo H ₂ S.	Partículas de catalizador gastado de los precipitadores electrostáticos (silicatos de aluminio y metales)
Propano desasfaltado	Gases de efecto invernadero (CO, SO _x , NO _x , hidrocarburos y partículas), propano fugitivo.	Aceite y propano	Pocos o ningún residuo sólido
Desgrasado	Solventes fugitivos	Aceites y solventes	Pocos o ningún residuo sólido
Tratamiento Merox	Escape de emisiones (hidrocarburos y disulfuros).	Salmueras. Sosas gastadas	Solución cáustica de Merox gastado, mezcla de residuos de aceite-disulfuros. Catalizador agotado.

Tabla 3.4 Descargas típicas de material en el proceso de Refinación de Petróleo (Continuación).

Proceso	Emisiones a Aire	Agua residual de proceso	Residuos generados
Extracción de solventes	Solventes fugitivos	Aceites y solventes	Pocos o ningún residuo sólido
Tratamiento de aguas	Emisiones fugitivas (H ₂ S, NH ₃ , y hidrocarburos)	No Aplica	Lodos del separador API (fenoles, metales y aceites), lodos precipitados químicamente, DAF, lodos biológicos (metales, aceites, sólidos)
Tratamiento de gases, recuperación de azufre	SO _x , NO _x , y H ₂ S de escape de gases y gases de chimenea.	H ₂ S, NH ₃ , aminas,	Catalizador gastado.
Blending	Emisiones fugitivas (hidrocarburos)	Pocos o ningún residuo a agua	Pocos o ningún residuo sólido
Limpieza de intercambiadores de calor	Emisiones fugitivas periódicas (hidrocarburos)	Generación de agua residual con grasas	Lodos de intercambiadores de calor (aceites, metales y sólidos suspendidos)
Tanques de almacenaje	Emisiones fugitivas (hidrocarburos)	Agua derramada de los tanques, contaminada con el producto de los tanques.	Lodos del fondo de tanques (material de corrosión, sarro, sales, aceite emulsificado, brea, metales)
Sistema de Desfogue	Productos de Combustión (CO, SO _x , NO _x e hidrocarburos), emisiones fugitivas.	Pocos o ningún residuo a agua	Pocos o ningún residuo sólido

Fuente: Assessment of Atmospheric Emissions from Petroleum Refining, Radian Corp., 1980; Petroleum Refining Hazardous Waste Generation, U.S. EPA, Office of Solid Waste, 1994.

Para tener una mejor idea de los contaminantes generados por cada unidad se utilizan los siguientes esquemas, que describen por medio de diagramas de bloques las operaciones de la unidad, las corrientes que entran y salen; así como los tipos de emisiones que se generan y los productos generados.

Todos ellos corresponden a las nuevas instalaciones dada la reconfiguración (se han añadido las plantas de tratamiento cáustico, endulzamiento de aminas y reformadora de naftas).

Para el caso de la planta denominada "Combinada 100 % Crudo Maya", no es otra cosa sino la suma de la unidad de destilación atmosférica con la destilación a vacío, bajo ciertas características que permiten que se procese el crudo denominado Maya.

Nota: La concordancia con los planes de construcción de las plantas reales no es al 100 % y sólo pretenden ser una ayuda para identificar los puntos de emisión y poder tener un mejor panorama para estimar los contaminantes y emprender programas de prevención y mitigación de los contaminantes.

Los esquemas fueron obtenidos de la SEMARNAT y su Dirección General de la Calidad del Aire y Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes.

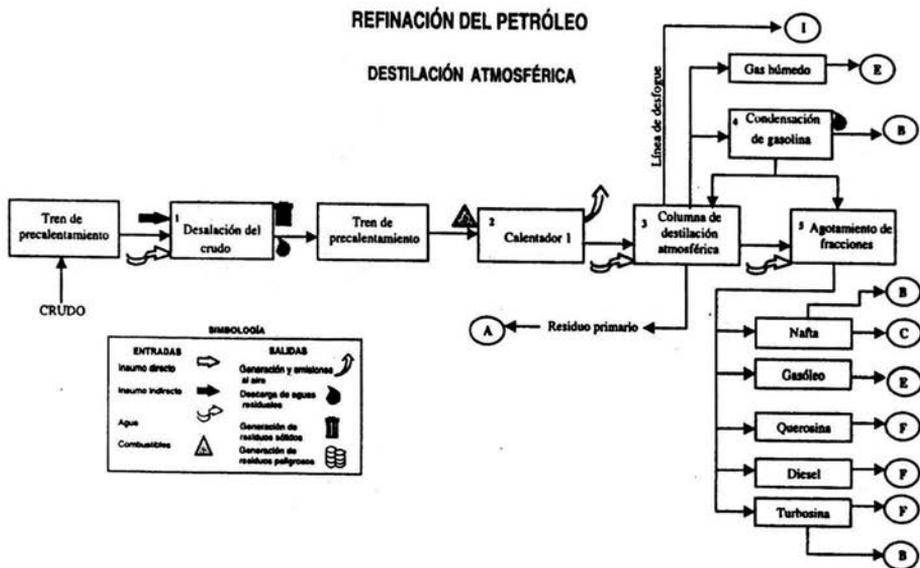


Figura 3.3. Esquema de los contaminantes generados por la unidad de Destilación atmosférica.

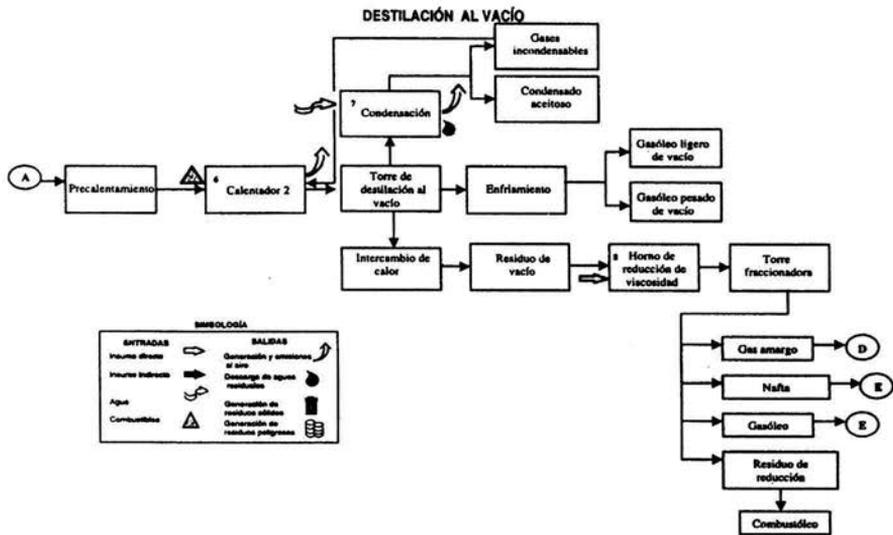


Figura 3.4. Esquema de los contaminantes generados por la unidad de Destilación a vacío.

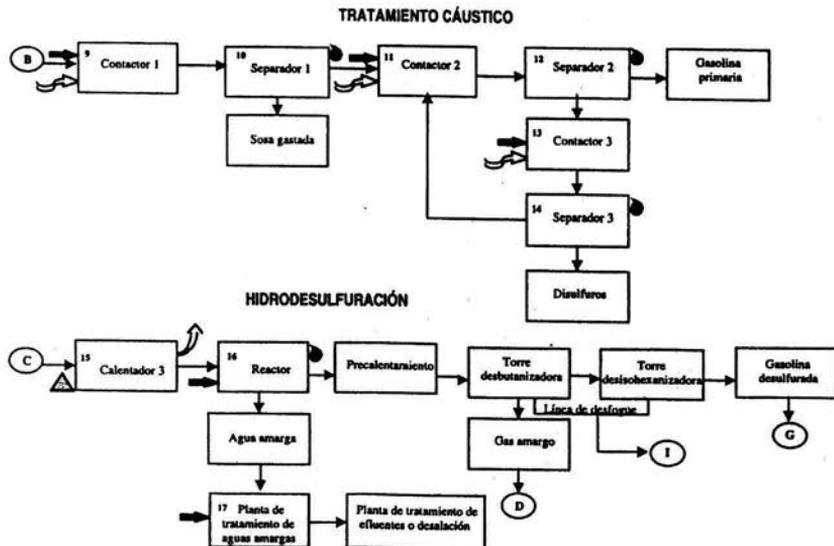


Figura3.5. Esquema de los contaminantes generados por la unidad de tratamiento cáustico e hidrodesulfuración de naftas.

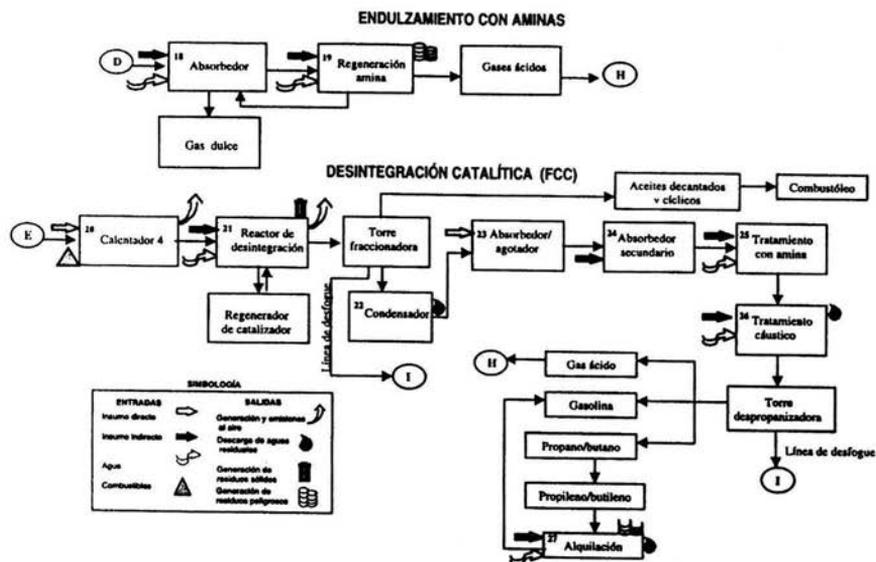


Figura 3.6. Esquema de los contaminantes generados por la unidad de endulzamiento de aminas y la unidad de desintegración catalítica (FCC).

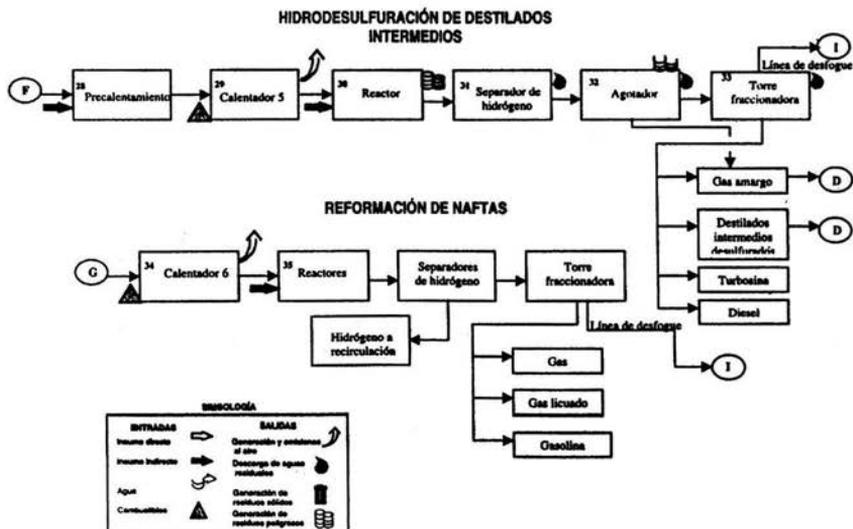


Figura 3.7. Esquema de los contaminantes generados por la unidad hidrodesulfuradora de destilados intermedios y la reformadora de naftas.

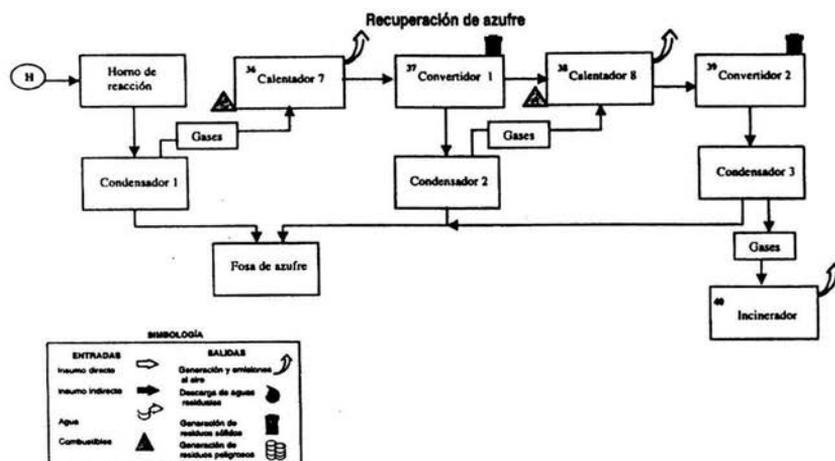


Figura 3.8. Esquema de los contaminantes generados por la unidad regeneradora de azufre.



Figura 3.9. Esquema de los contaminantes generados por los servicios auxiliares.

Fuente: SEMARNAT / Dirección General de la Calidad del Aire y Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes. 2000.

3.4 PREVENCIÓN DE LA CONTAMINACIÓN EN LA REFINERÍA "LÁZARO CÁRDENAS".¹⁰

PLANES PARA EMPRENDER UN PROGRAMA DE PREVENCIÓN DE LA CONTAMINACIÓN.

Para poder empezar a desarrollar una metodología de prevención de la contaminación con vías de reducir la producción de desechos, se pueden seguir los siguientes pasos:

- Listar todos los desechos generados.
- Identificar la composición del desecho y la fuente de generación para cada sustancia.
- Identificar las opciones para reducir la generación de estas sustancias en la producción o el proceso industrial.
- Enfocarse en los desechos que son muy peligrosos y las técnicas que son de fácil implementación para su tratamiento.
- Comparar la viabilidad técnica y económica de las opciones identificadas.
- Evaluar los resultados y planificar revisiones periódicas del programa para que se pueda adaptar y refleje los cambios en regulaciones, en la tecnología, y en la viabilidad económica.

En la Fig. 3.10 se muestra un diagrama que puede ser de ayuda para visualizar los pasos necesarios para implementar un programa de prevención de la contaminación.

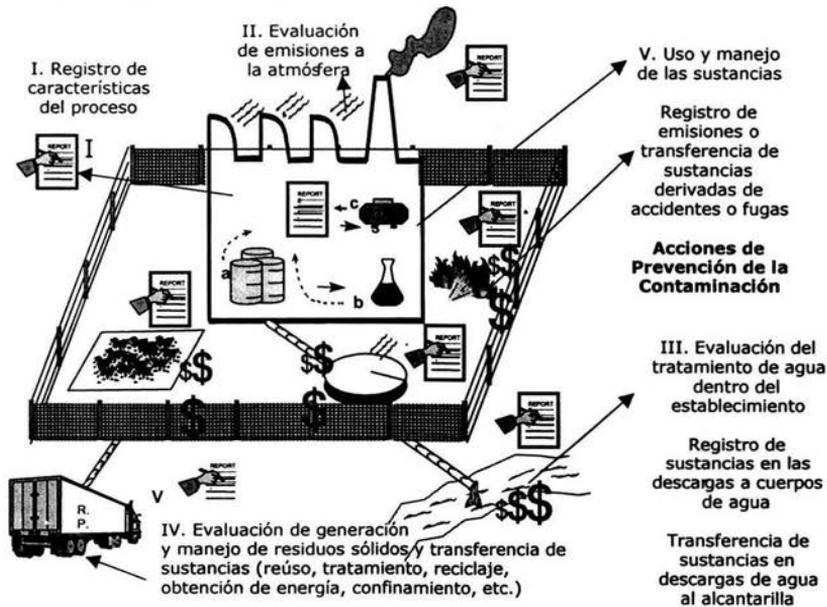


Figura 3.10. Diagrama de los pasos necesarios para emprender un programa de prevención de la contaminación.

¹⁰ La descripción de la Estimación por operaciones de la Refinería se hizo con información de las Referencias bibliográficas; Libros: 3, 5 y 9 Documentos: 1, 5 y 7.

La prevención de la contaminación es la reducción o eliminación de descargas o emisiones al ambiente. Esto incluye todo tipo de contaminantes: peligrosos y no-peligrosos, regulados y no regulados, emitidos o transferidos a aire, agua o suelo y que provengan de cualquier tipo de fuente. La prevención de la contaminación se puede alcanzar al reducir los desechos en su fuente de generación (reducción en la fuente) o bien, rehusando o recuperando los desechos una vez que se han generado. Las prácticas de prevención de la contaminación descritas en este documento parten del hecho de que es económica y técnicamente más fácil eliminar la generación de desechos que desarrollar tratamientos complejos y costosos para el tratamiento de desechos.¹¹

CLASIFICACIÓN DE LOS RESIDUOS DE UNA REFINERÍA (Freeman, 1998).

- **Pérdidas de petróleo (e hidrocarburos en general).** Dichas pérdidas se deben más que nada al arrastre, la emulsificación y, en menor medida a la disolución de los hidrocarburos en la fase acuosa de todas aquellas operaciones que implican que éstos entren en contacto con el agua, así como por las fugas inadvertidas provenientes del equipo y de la tubería.
- **Consumo de materiales auxiliares de insumo.** Estos incluyen catalizadores, adsorbentes sólidos, soluciones que absorben líquidos para la limpieza de gases (como es el caso de las aminas), cáusticos, ácidos minerales, fluidos para transferencia de calor, lubricantes, sustancias químicas para tratamiento de agua y la propia agua.
- **Desechos irreductibles.** Estos se generan como resultado de la separación de impurezas indeseables en el proceso de refinado; por ejemplo, sales en la solución salina del desalador. Cabe señalar que las impurezas que originalmente acompañan al petróleo crudo o que suelen crearse durante la refinación, se convierten en productos útiles y viables desde un punto de vista comercial como: Amoniaco, azufre, materiales fenólicos y metales.

Los siguientes desechos que se analizan son los encontrados con mayor frecuencia:

- Lodos aceitosos
- Cáusticos agotados
- Catalizadores agotados
- Diversos desechos de procesos
- Aguas residuales
- Desechos de mantenimiento y de manejo de materiales

A continuación se describen las técnicas para prevenir la contaminación.

Lodos aceitosos. Los lodos aceitosos son emulsiones estables que se forman a través de la emulsificación del petróleo con el agua, por lo general, en presencia de partículas en suspensión. Se cree que el mecanismo causante de la formación del lodo es la adsorción de los asfaltenos a las partículas sólidas hidrofílicas en la superficie de contacto entre el petróleo y el agua.

Los sólidos pesados y gruesos provocan el asentamiento de los sedimentos; si los sólidos son finos y ligeros, el sedimento flota en la superficie del agua.

¹¹ De acuerdo al Manual de Contaminación Ambiental. Referencia bibliográfica: Libro 6.

Por lo general, entre los desechos sólidos de lodo aceitoso se incluyen:

- Sedimentos de API o de separadores de placa corrugados.
- Sedimentos DAF.
- Emulsiones de cieno de petróleo.
- Sedimentos de los intercambiadores de calor.
- Sedimentos de la torre de enfriamiento.
- Fondos de los tanques.

Estas son las alternativas actuales para el manejo de lodos aceitosos:

Los sedimentos acuosos sin procesar se filtran por medio de una prensa de filtro banda o se centrifugan para eliminar los sólidos, los cuales desestabilizan la emulsión y hace que esta se separe en tres fases: Petróleo, agua y sedimento deshidratado. El sedimento deshidratado puede tratarse aún más a fin de recuperar el petróleo por medio de la extracción del solvente o del procesamiento térmico. Con frecuencia, la disposición externa resulta más económica, en particular, si los volúmenes de sedimento son pequeños. Si el contenido de calor del sedimento deshidratado se aumenta (por ejemplo, con el uso de auxiliares para la filtración de combustible), puede utilizarse como combustible de desecho en los hornos de cemento; de lo contrario, los desechos peligrosos deben incinerarse.

Sin embargo, suele ser preferible minimizar la generación de lodos aceitosos en la fuente de origen, en lugar de confiar sólo en las técnicas de reciclaje. Las técnicas de reducción en la fuente suelen basarse en la minimización de las emisiones de sólidos, petróleo y surfactantes hacia los sistemas de aguas residuales en la refinería. El hecho de disminuir el ingreso de sólidos en el drenaje de agua aceitosa resulta de particular eficacia debido a que 1 kg de sólidos puede producir entre 5 y 10 kg de sedimentos.

Cáusticos agotados. Los productos o intermedios de hidrocarburos se lavan sobre todo con soluciones de hidróxido de sodio a fin de eliminar los sulfuros, mercaptanos, materiales fenólicos y demás compuestos de ácidos disueltos. Para que el reciclado pueda realizarse deben separarse los cáusticos fenólicos y sulfíticos agotados. No es conveniente que los cáusticos agotados se descarguen en el drenaje del proceso, pues, como surfactantes, dichas sustancias promueven la formación de emulsiones e imponen una carga adicional a las instalaciones para el tratamiento biológico de las aguas residuales.

Reviste una vital importancia el prevenir que se formen fenólicos en el reactor de Cracking catalítico fluidizado (FCC), limitando la introducción de oxígeno transportado con el catalizador regenerado. Esto puede realizarse mediante la separación de gas inerte del catalizador regenerado.

Catalizadores agotados. Con el tiempo los catalizadores pierden su actividad debido a la sinterización, envenenamiento o acumulación de depósitos en la superficie. Los catalizadores del reactor de lecho fluido, como las zeolitas FCC también se desgastan por medio de frotamiento cuando las partículas del catalizador se descomponen en polvo, el cual se decanta del lecho fluidizado. Por supuesto, la medida más avanzada para prevenir la contaminación consiste en crear catalizadores más estables o regenerables.

Diversos desechos de proceso. Entre algunos de estos desechos se tiene:

- Lodos aceitosos de la pasta aguada de FCC.
- Arcilla agotada.
- Sedimento de alquilación HF.
- Purga de la solución de amina.

Estos flujos de desechos son el resultado de la aplicación de materiales auxiliares o de agentes para separación de masa.

Aguas residuales. Las técnicas de prevención de la contaminación aplican a los siguientes flujos:

Purga de la torre de enfriamiento.

Agua de proceso.

Los problemas principales son la conservación del agua y el prevenir que las impurezas ingresen en el sistema de recolección y tratamiento de aguas residuales.

Desechos del mantenimiento y del manejo de materiales.

- Tambores y contenedores vacíos.
- Solventes usados para limpieza de mantenimiento y pintura.
- Suministros caducos.
- Fluidos de transferencia de calor agotados.
- Lubricantes agotados.
- Fluidos hidráulicos agotados.
- Medios agotados para la abrasión con arena y pintura desprendida.

3.5 PRÁCTICAS PARA REDUCIR LA EMISIÓN DE CONTAMINANTES EN LA REFINERÍA. (Fuente: Freeman, Industrial Pollution Prevention Handbook, 1998).

Tabla 3.5 Técnicas para reducir los lodos aceitosos en la fuente.

Fuente del desecho	Técnica de prevención de la contaminación
Ingreso de partículas en el drenaje del proceso.	<p>Pavimentado y control del polvo en las áreas donde la tierra quede expuesta.</p> <p>Plantar una cubierta sobre el suelo.</p> <p>Uso de una barredora de calles o de un camión con aspiradora para recoger el polvo y las partículas del catalizador.</p> <p>Instalar un sello de agua en los desagües del drenaje.</p> <p>Limpieza periódica de las aberturas del desagüe y uso de cubiertas para el desagüe en las áreas de proceso.</p> <p>Rediseño de las rejillas de drenaje para evitar la entrada de tierra.</p> <p>Dirigir por separado la ruta de desagüe de las áreas sin pavimentar que no estén contaminadas; hacia un flujo descendente donde no se mezcle con corrientes ya contaminadas.</p> <p>Uso de sistemas centrales de aspiración en las áreas donde las partículas y el polvo se asienten con frecuencia (por ejemplo, el área de carga del catalizador de FCC).</p> <p>Evitar la introducción en el drenaje de los sólidos para abrasión.</p> <p>Evitar los derrames de los auxiliares de filtrado durante los cambios.</p> <p>Instalar filtros en las ventías de las tolvas del catalizador de FCC.</p> <p>Instalar pantallas de desagüe o bordos de sobreflujo alrededor de los desagües en el área de limpieza del intercambiador de calor, a fin de que los sólidos se queden fuera durante las operaciones de limpieza en los intercambiadores de calor.</p> <p>Recuperar las partículas de coque para reutilizarlas; mediante la instalación de filtros en el efluente depurador del calcinador de coque, antes de que se descargue al drenaje.</p> <p>Evitar la saturación de los carros de ferrocarril de coque, añadiendo una trituradora de doble rodillo con un silo intermedio en lugar de llenar los carros directamente con coque triturado proveniente de las unidades de coquización.</p> <p>Uso de un controlador de polvo en las pilas de coque.</p> <p>Evitar el arrastre de partículas provenientes del triturado de coque en el drenaje mediante la adición de un separador de placa inclinada.</p> <p>En el campo petrolero, minimizar el sobrante de la formación de partículas y precipitados; balanceando el agua de inyección con el agua de formación.</p>

Tabla 3.5 Técnicas para reducir los lodos aceitosos en la fuente. (Continuación)

Fuente del desecho	Técnica de prevención de la contaminación
<p>Ingreso de petróleo en el drenaje del proceso.</p>	<p>Proveer de un segundo contenedor para los productos intermedios y productos de transferencia bombeados de los tanques.</p> <p>Instalar tanques o un separador para recuperar el aceite proveniente del efluente de agua de lavado del desalador antes de descargarlo al drenaje.</p> <p>Reutilizar el condensado aceitoso del vapor de remoción como agua de relleno para el desalador.</p> <p>Reutilizar el condensado del eyector de vapor de la torre de vacío como agua de relleno en el desalador.</p> <p>Reutilizar el condensado de la torre de la unidad de FCC como agua de relleno en el desalador.</p> <p>Reemplazar los condensadores barométricos de un solo paso con condensadores de superficie.</p> <p>Mejorar los sellos de las bombas.</p> <p>Asignar a una persona de tiempo completo para que vigile continuamente las pequeñas fugas de los sellos de las bombas, del empaque de las válvulas y de las líneas de muestreo y para que agilice las reparaciones.</p> <p>Instalar separadores de área para el agua y el aceite a fin de reducir el tiempo de contacto de estos con el drenaje.</p> <p>Usar un mezclador estático en línea de bajo esfuerzo constante en lugar de la válvula mezcladora de alto esfuerzo cortante para el contacto entre el agua de lavado y el crudo en el desalador; esto reducirá la turbulencia y disminuirá la formación de una emulsión.</p> <p>Disminuir la turbulencia en el recipiente desalador usando cremalleras para lodo en lugar de chorros de agua para mover el sedimento del desalador hacia una cabina.</p> <p>Convertir los removedores de vapor por removedores por reebullición.</p> <p>Reducir el peso específico del petróleo añadiendo nafta a la solución salina del desalador, seguido de la desemulsificación por medio de un polímero o ácido y una separación de fase en un separador de placa corrugada equipado con un intensificador electrostático.</p> <p>Emplear queroseno para extraer sustancias orgánicas de la solución salina del desalador.</p> <p>Reducir las fugas de la placa tubular mediante un diseño que evite la vibración, especificando uniones de placa tubular soldadas con sello o diseños con tubos dobles.</p> <p>Mejorar el control de ruptura de petróleo en los extractores de los tanques.</p> <p>Permitir que los sólidos asfálticos se asienten en los tanques de almacenamiento del petróleo crudo en lugar de introducirlos al desalador y, posteriormente al drenaje.</p>

Tabla 3.5 Técnicas para reducir los lodos aceitosos en la fuente. (Continuación)

Fuente del desecho	Técnica de prevención de la contaminación
<p>Ingreso de surfactantes en el drenaje de proceso.</p>	<p>Mantener los sedimentos fuera del drenaje.</p> <p>Minimizar el uso de detergentes en el lavado de los carros tanque, en el lavado del refuerzo de la unidad, el laboratorio y en el taller de mantenimiento.</p> <p>Minimizar el uso de polímeros en la alimentación del desalador, en el agua sucia del lavado del desalador, en la alimentación del separador API y en el tratamiento del cieno de petróleo.</p> <p>No descargar los cáusticos fenólicos o sulfíticos agotados en el drenaje; por el contrario, reutilizarlos o reciclarlos.</p> <p>Eliminar las descargas inadvertidas de las soluciones de amina al drenaje.</p> <p>Usar el efluente del removedor del agua sulfurosa y de otras aguas residuales que contengan fenol como agua de relleno para el desalador de modo que el fenol se transfiera al crudo.</p> <p>Reemplazar el fenol como solvente de extracción en el desencarado con materiales menos peligrosos a fin de eliminar fugas y derrames problemáticos.</p>
<p>Limpieza del intercambiador de calor.</p>	<p>Reducir la temperatura de la película en los calentadores durante las operaciones de volteado, incrementando la velocidad del fluido en los tubos por medio de un bombeado circulante.</p> <p>Reconectar y filtrar el agua para el chorro de agua a presión antes de descargarla al drenaje o reutilizarla.</p> <p>Reducir el índice de acumulación de depósitos por medio de superficies lisas (electropulidas) para la transferencia de calor, uso de sustancias que eviten la acumulación de depósitos, y mediante la remoción de precursores de la acumulación de depósitos.</p>
<p>Sedimentos de tanques.</p>	<p>Utilizar mezcladores con entrada lateral o para usarse dentro de los tanques, a fin de mantener los sólidos en suspensión.</p> <p>Minimizar el contacto entre el petróleo crudo y el aire para evitar que se formen sólidos gomosos asentables, por medio de cubiertas inertes o de techos flotantes.</p> <p>Minimizar el uso de tanques intermedios.</p> <p>Separar las fases de petróleo y del agua del fondo de los tanques por medio de filtros o centrifugas.</p> <p>Añadir emulsificadores para prevenir el asentamiento.</p> <p>Utilizar la circulación de petróleo tibio con un dispersante para limpiar el sedimento del fondo del tanque a fin de recuperar el petróleo atrapado.</p>

Tabla 3.6. Técnicas para reducir en la fuente cáusticos gastados.

Fuente del desecho	Técnica de prevención de la contaminación
Formación de compuestos fenólicos.	Minimizar la introducción de aire en el sistema de reactor FCC, por ejemplo, usando gas inerte o gas combustible a fin de desprender el catalizador regenerado y de realizar la purga de gas.
Consumo excesivo de cáusticos	Usar un diluido en lugar de un lavado con cáusticos concentrados a fin de reducir el consumo de cáusticos y el sobrante de materiales fenólicos en la fase acuosa. Utilizar un hidrotratamiento para eliminar el H ₂ S de los combustibles para aviones y de los aceites combustibles para calefacción doméstica y suprimir el uso de cáusticos en la depuración no regenerativa.
Descarga en el proceso de los cáusticos agotados.	Separar los flujos de cáusticos sulfíticos y fenólicos agotados a fin de permitir su reciclado. Enviar al exterior el cáustico fenólico agotado para recuperar los materiales fenólicos por medio de extracción y destilación que realizan las compañías comerciales dedicadas al reciclado. Recuperar <i>in situ</i> los materiales fenólicos de los cáusticos agotados a través de la acidificación y la separación de fases. Enviar al exterior el cáustico sulfítico agotado para que se reutilice en las industrias minera y de pulpa y papel o para que se recupere el sodio que contiene.

Tabla 3.7. Técnicas para reducir en la fuente catalizadores agotados.

Fuente del desecho	Técnica de prevención de la contaminación
Desactivación y/o frotamiento del catalizador.	Vender el catalizador agotado para regenerarlo (por ejemplo, hidrotratamiento Co-Mo o catalizador Ni-Mo). Vender el catalizador agotado para recuperar el metal que contiene (por ejemplo, el catalizador reformado a base de Platino o el catalizador hidrofraccionado a base de Pd). Reciclar el catalizador FCC agotado como aditivo para la manufactura de cemento debido a la alumina y el sílice que contiene. Reducir las pérdidas del catalizador FCC por medio de la desmetalización y desazufrado de la alimentación de gasóleo por medio de un hidrotratamiento medio. Reducir la pérdida de catalizador FCC por frotamiento, minimizando la aeración y los índices de vapor de purga. Reducir la pérdida de catalizador FCC mediante la extracción de metales contenidos en el catalizador en equilibrio y reciclarlo de nuevo hacia el proceso.

Tabla 3.8. Técnicas para reducir en la fuente desechos de procesos.

Fuente del desecho	Técnica de prevención de la contaminación
Aceite FCC de pasta aguada / sedimento decantado.	<p>Filtrar el aceite de pasta aguada para eliminar las partículas del catalizador por medio de un electrofiltro (Gulftronic Separator System) y preparar un aceite de pasta aguada adecuado, como alimentación del carbón negro en lugar del aditivo de aceite # 6; reciclar las partículas hacia el reactor.</p> <p>Eliminar las partículas del aceite de pasta aguada por medio de hidrociclones, centrífugas o filtros metálicos porosos.</p> <p>Mantener los ciclones en buenas condiciones de operación.</p>
Arcilla usada.	<p>Hacer un retrolavado de la arcilla proveniente de la filtración del diesel o del combustible para aviones; ya sea con agua o con vapor a fin de recuperar el hidrocarburo, ampliar la vida útil de la arcilla y/o eliminar el peligro que conlleva.</p> <p>Reemplazar la filtración por arcilla con hidrotreamiento por queroseno y aceites de lubricación.</p> <p>Regenerar / Reciclar la arcilla usada a altas temperaturas mediante la tecnología de hornos Thermoform seguido de un lavado con nafta y seco.</p>
Sedimento de la alquilación del HF.	<p>Convertir la pasta aguada de fluoruro de calcio en fluoroespato para venderla como agente fundente a la industria del acero y vidrio.</p> <p>Mejorar la alimentación de la unidad de alquilación mediante la hidrogenación selectiva de las diolefinas que son precursoras de los polímeros ácidos.</p> <p>Evitar que la unidad de alquilación sufra perturbaciones o que funcione mal.</p> <p>Reducir el volumen del sedimento disminuyendo el exceso de CaCl_2 y el pH de la reacción de precipitado del CaF_2 con el cáustico agotado.</p>
Purga de la solución de amina.	<p>Minimizar la degradación DEA mediante filtración por remolino, además de la filtración por carbón y la adición de inhibidores.</p> <p>Minimizar la temperatura de la película en el reebullidor del regenerador de aminas.</p> <p>Regenerar el DEA mediante la cristalización de sales de amina.</p>
Purga de la solución del proceso Claus.	<p>Minimizar la formación de tiosulfato reemplazando el fundidor de azufre con un filtro de banda a presión.</p> <p>Minimizar la formación de tiosulfato retirando Na_2CO_3 de la solución antes de enviarla al fundidor de azufre mediante los pasos de centrifugado-lavado-centrifugado.</p> <p>Oxidar el tiosulfato para convertirlo en sulfato mediante la adición de un formaldehído o peróxido.</p> <p>Oxidar el tiosulfato con ácido sulfúrico.</p> <p>Precipitar el tiosulfato con etilendiamina de níquel.</p> <p>Procesar conjuntamente la purga de la solución y el catalizador de hidrotreamiento agotado.</p> <p>Reducir la concentración de CO_2 en la unidad Claus.</p> <p>Añadir tartarato de sodio para evitar la formación de oxosulfuro de vanadio.</p>

Tabla 3.9. Técnicas para reducir en la fuente aguas residuales en la refinería.

Fuente del desecho	Técnica de prevención de la contaminación
Purga de la torre de enfriamiento.	<p>Maximizar el uso de enfriamiento con aire para reducir la carga térmica de la torre de enfriamiento.</p> <p>Dar tratamiento previo al agua de relleno de la torre de enfriamiento por medio del reblandamiento con cal fría, ósmosis inv., electrodiálisis o reblandamiento con zeolita.</p> <p>Enfriado por aire del agua de enfriamiento que retoma en la noche o durante clima frío.</p> <p>Reutilizar el efluente tratado de la refinería en aplicaciones de enfriamiento de un solo paso (por ejemplo, bombas de enfriamiento, compresores y condensadores de superficie o barométricos) a fin de reducir el trabajo de la torre de enfriamiento.</p> <p>Reutilizar el efluente tratado de la refinería como repuesto de la torre de enfriamiento (también puede usarse como agua de lavado o contra incendio).</p> <p>Emplear el agua purgada de las calderas de baja presión como repuesto para la torre de enfriamiento.</p> <p>Reconectar y reutilizar el agua de lluvia baja en SDT proveniente de las áreas que no son de proceso, como agua de repuesto para la torre de enfriamiento.</p> <p>Reutilizar el agua de enjuague desmineralizada de la resina de intercambio iónico como agua de repuesto.</p> <p>Emplear el trat. de ozonación del agua de la torre de enfriamiento a fin de reducir la formación de biopelículas, inhibir la corrosión y disminuir la purga de la torre.</p>
Agua del proceso.	<p>Reutilizar el efluente tratado de la refinería como agua de templado para la descoquización del calentador.</p> <p>Minimizar el vapor hacia los removedores laterales en la torre de crudo atm.</p> <p>Usar el agua sulfurosa desprendida como agua de lavado en el desalador.</p> <p>Reutilizar el condensado del vapor de remoción de la torre de crudo aceitoso o el condensado del vapor de la torre de vacío, como agua de lavado en el desalador o como agua de lavado que se inyecta después de los condensadores elevados.</p> <p>Reciclar parte del efluente del desalador hacia el agua de lavado de la admisión.</p> <p>Reconectar el agua de lavado que se inyecta a los interenfriadores húmedos del compresor de gas para inyectarla después del condensador principal del fraccionador FCC.</p> <p>Para lavar el producto recircular parte del agua de lavado hasta un punto medio en un contactador a contracorriente de la torre empacada, de modo que aumente la concentración de contaminantes y que no reduzcan los requisitos de agua limpia.</p> <p>Usar el agua sulfurosa generada como agua de lavado que se inyecta después de los condensadores en la unidad de crudo y en los hidratadores.</p> <p>Reciclar el agua del triturado de coque; usar el efluente tratado de refinería o el agua sulfurosa generada como repuesto para el ciclo hidráulico del corte de coque.</p>

3.6 OPORTUNIDADES PARA LA PREVENCIÓN DE LA CONTAMINACIÓN EN LA REFINERÍA.

Para alentar el enfoque de prevención de la contaminación, esta sección proporciona descripciones generales de los avances en la prevención de la contaminación que se han aplicado en la industria de la refinación de petróleo. Aunque la lista no es exhaustiva, proporciona información que se puede utilizar como punto de partida para empezar proyectos de prevención de la contaminación y es un complemento de las tablas anteriores.

Las recomendaciones son un compendio de las prácticas que han efectuado miembros de la industria de la refinación de petróleo para la reducción de desechos, basada en una inspección de sus procedimientos de operación, prácticas y situaciones especiales. Aunque las refinerías de petróleo han reducido simultáneamente las emisiones de contaminantes y los costos de operación, hay a menudo barreras para la implementación de técnicas de prevención de la contaminación. La principal barrera es el costo, dado que en ocasiones la inversión para poner en práctica mejoras en los procesos o técnicas de reducción de emisiones no se ve retribuida. Un ejemplo es el caso del equipo: En la mayoría de los casos el equipo con el que cuenta la refinería se encuentra en buenas condiciones y puede seguir funcionando por un periodo de tiempo mayor, esto reduce el estímulo para hacer las modificaciones del proceso, al ser un gasto en apariencia innecesario cambiar el equipo instalado que es todavía útil. Se debe notar que las técnicas de prevención de la contaminación son, no obstante, a menudo más rentables que la reducción de contaminantes por un tratamiento posterior a su generación.

EJEMPLOS DEL MODIFICACIONES DE EQUIPO Y PROCESO (Chereminisoff, 2001).

Colocar sellos secundarios en tanques de almacenaje. - Una de las fuentes más grandes de emisiones fugitivas en refinerías son los tanques de almacenamiento que contienen gasolina y otros productos volátiles. Estas emisiones pueden ser reducidas apreciablemente instalando sellos secundarios en tanques de almacenaje.

Un estudio de Amoco/EPA estimó que las pérdidas de COV's en tanques de almacenaje se podrían reducir de 75 a 93 por ciento. Equipar un tanque mediano con un sistema secundario de sello tiene un costo estimado de \$20,000 USD.

Establecer un programa de detección de fugas y un programa de reparación. - Las emisiones fugitivas son una de las fuentes más grandes de emisiones de hidrocarburos en la refinería. Un programa de detección y reparación de fugas (PDRF) consiste en utilizar un detector de COV's portátil que detecta fugas durante inspecciones regularmente planificadas de válvulas, bridas, y sellos de las bombas.

Las fugas entonces se reparan inmediatamente o se planifica su reparación tan rápidamente como sea posible. Un programa de PDRF podría reducir las emisiones fugitivas 40 a 64 por ciento, dependiendo de la frecuencia de inspecciones.

Regeneración o eliminación de residuos de arcilla. - La arcilla de los filtros de refinería se debe reemplazar periódicamente. La arcilla gastada a menudo contiene cantidades significativas de hidrocarburos, por lo tanto, se debe considerar el desecho como peligroso. Lavar la arcilla gastada con agua o vapor puede reducir el contenido de hidrocarburos a niveles insignificantes para que se pueda volver a emplear o ser manejado como un desecho no peligroso. Otro método utilizado para regenerar arcilla es lavarla con nafta, secarla con vapor y alimentarla a un horno para su regeneración. A veces la filtración de arcilla se puede reemplazar completamente con hidrotratamiento.

Mejorar el mantenimiento en bombas.- La tecnología de control aplicable a las emisiones no condensables descargadas de los eyectores de vacío o bombas; incluye la descarga en sistemas de desfogue o sistemas de gas de combustible, y la incineración en hornos de desecho. Estas técnicas de control son generalmente 99 por ciento eficientes en el control de emisiones de hidrocarburos, pero contribuyen también a la emisión de productos de combustión.

Reducir la generación de fondos en tanques. - Los fondos del tanque de almacenamiento de petróleo crudo constituyen un gran porcentaje de desechos sólidos y es especialmente difícil su disposición debido a la presencia de metales pesados. Los fondos del tanque comprenden hidrocarburos pesados, sólidos, agua, óxidos e incrustaciones. La reducción de fondos en tanques se lleva a cabo principalmente por la separación cuidadosa del petróleo y el agua que quedan en el fondo del tanque. Los filtros y las centrifugadoras se pueden utilizar para recuperar el petróleo y reciclarlo.

Aminorar los sólidos que salen del desalador. - Los sólidos que entran a la unidad de destilación de crudo comúnmente atraen eventualmente más grasas y producen emulsiones y lodos adicionales. La cantidad de sólidos que se pueda quitar en la unidad de desalado debe ser óptima. Varias técnicas se pueden utilizar: Emplear dispositivos para mezclar el agua de lavado del desalador y el petróleo crudo; utilizar agua de baja presión en el desalador para evitar turbulencia.

Minimizar las descargas de la torre de enfriamiento. - La concentración de sólidos disueltos en el agua de recirculación de la torre, es controlada al purgar o descargar una porción de la corriente de agua de refrigeración al sistema de tratamiento de aguas residuales. Los sólidos en la purga crean eventualmente lodos adicionales que van a la planta de tratamiento de aguas residuales. Sin embargo, la cantidad que se purga en la torre puede ser aminorada al disminuir el contenido de sólidos disueltos del agua de refrigeración.

Una porción significativa del total de sólidos disueltos en la torre de refrigeración pueden originar incrustaciones en la corriente de agua de refrigeración en forma de carbonatos de calcio. Tales sólidos se pueden controlar escogiendo una fuente de refrigeración adecuada (agua de torre con menos sólidos disueltos) o quitando los sólidos disueltos de la corriente de agua de constitución. Los métodos comunes de tratamiento incluyen: Emplear cal fría para ablandamiento, ósmosis inversa o electrodiálisis.

Minimizar lodos grasos decantados de la unidad FCC - El lodo con porciones de grasas, decantado de las unidades FCC puede contener concentraciones significativas de residuos de catalizador. Estos residuos a menudo impiden la alimentación de grasas decantadas, o requieren tratamiento que genera un lodo del catalizador que contiene grasas. Los desperdicios del catalizador en el decantado de grasas pueden ser aminorados utilizando un sistema de remoción del catalizador con grasas.

El sistema incorpora alto voltaje y campos eléctricos para polarizar y capturar las partículas de catalizador en las grasas. La cantidad de residuos de catalizador del decantado de petróleo puede ser aminorado instalando ciclones de alta eficiencia en el reactor, para que las pérdidas de residuos del decantador pasen al regenerador donde se pueden atrapar en el precipitador electrostático.

Control de la limpieza de sólidos en los intercambiadores de calor. - En muchas refinerías se utiliza agua de alta presión para limpiar los haces del intercambiador de calor, lo que genera agua con residuos sólidos para el sistema de tratamiento de aguas residuales de la refinería.

Los sólidos del intercambiador pueden atraer grasas a medida que se mueven por el sistema de alcantarillado y pueden producir también sólidos más finos y emulsiones estabilizadas que son más difíciles de quitar. Los sólidos se pueden quitar en el intercambiador del calor instalando vertederos de concreto o cubriendo los desagües con una pantalla o tela.

Otras maneras de reducir la generación de sólidos es utilizar antiensuciantes en los haces de intercambiadores de calor para prevenir la acumulación y la limpieza con sustancias químicas que sean también de fácil eliminación.

Control de surfactantes en el agua de tratamiento. - Los surfactantes que entran a las corrientes de agua de tratamiento de una refinería aumentan la cantidad de emulsiones y lodos engendrados. Los surfactantes pueden entrar al sistema por varias fuentes incluyendo: Lavado de almohadillas de diferentes unidades con detergentes; tratar gasolinas con una temperatura final arriba de 200 °C (con lo cual se produce gasto de sosa); limpieza de los interiores del tanque y del camión tanque; utilizar jabones y detergentes variados. Además, el uso excesivo y el mezclado de los polímeros orgánicos utilizados para separar el petróleo, el agua y los sólidos en la planta de tratamiento de aguas residuales pueden estabilizar considerablemente las emulsiones. El uso de surfactantes debe ser aminorado dirigiendo los surfactantes de las fuentes a un punto posterior de la unidad de DAF y emplear limpieza en seco, también se puede emplear agua a alta presión o vapor para limpiar superficies de grasas o tierra.

Tratamientos térmicos aplicables a lodos. - La toxicidad y el volumen de algunos lodos sin grasas y deshidratados pueden ser reducidos por el tratamiento térmico. Las unidades térmicas de tratamiento de lodos utilizan el calor para vaporizar el agua y los componentes volátiles en la alimentación y dejan un residuo sólido seco. Los vapores se condensan para la separación de los componentes hidrocarburo y agua. Los vapores no condensables son llevados a un flash o mandados a la unidad de aminas de la refinería para tratamiento y uso como gas de combustible de refinería.

Eliminar el uso de tanques abiertos. - Los tanques abiertos que se utilizan para enfriar, asentar sólidos y almacenar agua de proceso son una fuente significativa de emisiones de COV's.

El agua residual ocupada en el enfriamiento del coque se almacena ocasionalmente en tanques abiertos, donde los COV's fácilmente escapan a la atmósfera. En muchos casos, los tanques abiertos se pueden reemplazar con tanques cerrados.

Quitar los tanques de almacenaje innecesarios. - Dado que los tanques de almacenaje son una de las fuentes más grandes de emisiones de COV's, una reducción en el número de estos tanques puede tener un impacto significativo. La necesidad de tanques a menudo se puede eliminar por la planificación mejorada de la producción y operaciones más continuas. Aminorando el número de tanques de almacenaje, se reducen los fondos de los tanques y los desechos del decantado.

Reemplazar calderas viejas. - Las calderas más viejas de la refinería pueden ser una fuente significativa de SO_x, NO_x y emisiones de partículas. Es posible reemplazar muchas calderas viejas con una sola planta nueva de cogeneración con control de emisiones.

Modificar la FCCU para permitir el uso de residuos de catalizador. - Algunas FCCU's se pueden modificar para reciclar parte del residuo de catalizador engendrado.

Remodelar o eliminar tubería subterránea. - La tubería subterránea puede ser una fuente de escapes o fugas al suelo y agua subterránea, además de que no son fácilmente detectables. Inspeccionar, reparar o reemplazar la tubería subterránea con tubería de superficie puede reducir o eliminar estas fuentes potenciales.

EJEMPLOS DE SEGREGACIÓN DE RESIDUOS Y PRÁCTICAS DE SEPARACIÓN.

Segregar las corrientes de desecho del proceso. - Una porción significativa de desechos de refinería surge de lodos aceitosos en alcantarillas de proceso y agua de lluvias. La segregación del agua de lluvia que se encuentra relativamente limpia de las corrientes del proceso puede reducir la cantidad de lodos aceitosos engendrados. Además, hay un potencial mucho más alto para la recuperación del petróleo de corrientes más pequeñas y más concentradas de proceso.

Controlar los sólidos que entran a alcantarillas. - Los sólidos liberados al sistema de alcantarillado de agua residual pueden ocasionar una porción grande de lodos aceitosos en la refinería. Los sólidos que entran el sistema de alcantarilla (principalmente partículas de tierra) llegan a ser revestidos con el petróleo y son depositados como lodos aceitosos en el separador de petróleo/agua API. Debido a que un lodo típico tiene un contenido de sólidos de 5 a 30 por ciento en peso, al prevenir que 1 kg de sólidos entre al sistema de alcantarilla puede eliminar de 3 a 20 kg de lodo aceitoso.

Los métodos utilizados para controlar los sólidos incluyen: Utilizar sistemas para barrer áreas pavimentadas, pavimentar áreas sin pavimentar, plantar pasto en áreas sin pavimentar, realinear las alcantarillas, limpiar los sólidos de rejas y cribas, reducir los sólidos de la limpieza de intercambiadores de calor al utilizar antifloculantes en el agua de enfriamiento.

Mejorar la recuperación de lodos aceitosos. - Ya que los lodos aceitosos son una porción significativa de desechos sólidos en la refinería, cualquier mejora en la recuperación de aceite de los lodos puede reducir apreciablemente el volumen del desecho.

Hay varias tecnologías actualmente en uso para separar mecánicamente el aceite, el agua y los sólidos, incluyendo: Filtro banda, filtros de presión, filtros rotatorios de vacío, centrifugadoras de rolo, centrifugadoras de disco, agitadores, secadores térmicos, combinaciones de centrifuga-secador.

Identificar las fuentes de benceno e instalar un tratamiento de agua previo. - El benceno en el agua residual a menudo se puede tratar más fácil y efectivamente en el punto de formación; antes que en la planta de tratamiento, después que se mezcla con otras aguas residuales.

EJEMPLOS DE OPCIONES DE RECICLAJE.

Reciclar y regenerar sosa gastada. - La sosa cáustica utilizada para absorber y quitar sulfuro de hidrógeno y contaminantes fenólicos de las corrientes intermedias y finales de producto, a menudo se puede reciclar. La sosa gastada se puede vender a compañías químicas de recuperación si las concentraciones de H_2S y fenol son suficientes altas. Cambios en el proceso se pueden necesitar para incrementar la concentración de fenoles para hacer de la recuperación de los contaminantes algo económico. La sosa que contiene fenoles se puede reciclar también reduciendo el pH hasta que los fenoles lleguen a ser insolubles con lo cual se permite la separación física. La sosa entonces puede ser tratada en el sistema de agua residual de la refinería.

Utilizar lodos aceitosos como alimentación. - Muchos lodos aceitosos pueden ser mandados a una unidad de coquizado o a la unidad de destilación de crudo donde llegan a ser parte de los productos de refinería. El lodo enviado a la coquizadora se puede inyectar en el tambor de coque que provee de agua, o bien directamente al coquizado retardado. La cantidad de lodo que puede ser mandado a la coquizadora es restringido por las especificaciones de la calidad de coque que pueden limitar la cantidad de sólidos. Las operaciones de coqueado se pueden mejorar, sin embargo, para aumentar la cantidad de lodos que pueden manejar.

Control de partículas de la FCCU y la unidad de coque. - Cantidades considerables de partículas de catalizador están a menudo presentes alrededor de los depósitos de alimentación de catalizador a las unidades FCCU y de la regeneración del mismo. Las partículas de coque están a menudo presentes alrededor de la unidad de coquizado y áreas de almacenamiento de coque. Las partículas se pueden reunir y ser recicladas antes de que puedan llegar a los drenajes desplazadas por el aire. Las técnicas de reconexión incluyen barrer en seco las partículas de catalizador y coque, mandar los sólidos para ser reciclados o para ser desechados como un residuo no peligroso. Las partículas de coque se pueden reciclar también para su uso como combustible. Otra técnica de recolección implica el uso de conductos de vacío en áreas polvosas (y mangueras de vacío para la colección manual) que se recolectan en una bolsa o recipiente.

EJEMPLOS DE INSTRUCCIÓN Y SUPERVISIÓN.

Entrenar al personal para reducir los sólidos en las alcantarillas y la contaminación de suelos. - Entrenar al personal mediante un programa que acentúa la importancia de mantener los sólidos fuera de los sistemas de alcantarilla, dadas las actividades diarias del personal de la refinería.

EJEMPLOS DE SUSTITUCIÓN DE MATERIAL POTENCIALMENTE PELIGROSO.

- Utilizar desengrasadores no peligrosos.
- Eliminar cromatos como anticorrosivos, empleando por ejemplo fosfatos.
- Utilizar catalizadores de alta calidad.
- Reemplazar el soporte catalítico hecho de cerámica por alumina activada.

Tabla 3.10 Resumen de las Prácticas de prevención de la contaminación que se pueden llevar a cabo en la reconfiguración de la Refinería en Minatitlán.

Área de oportunidad	Práctica de prevención de la contaminación recomendada
Reducción de emisiones a aire	<ol style="list-style-type: none"> 1. Minimizar las pérdidas de los tanques de almacenamiento y de transferencia de productos por métodos como recuperación de vapor y el empleo de dobles sellos. 2. Minimizar las emisiones de SO_x ya sea por procesos de desulfuración de combustibles, hasta donde sea posible, o dirigir el uso de combustibles con alto contenido de azufre a unidades equipadas con controles para emisiones de SO_x. 3. Recuperar el azufre de los gases remanentes en unidades con alta eficiencia de recuperación de azufre. 4. Recuperar las bases de los catalizadores que no son de sílica gel (por ejemplo los metálicos) y reducir las emisiones de partículas. 5. Usar quemadores con bajo contenido de NO_x para reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno. 6. Evitar y limitar las emisiones fugitivas al diseñar procesos adecuados y mediante un buen mantenimiento. 7. Mantener el uso de combustibles al mínimo.
Eliminación o reducción de contaminantes	<ol style="list-style-type: none"> 8. Considerar el reformado y otros mejoradores del octanaje en lugar del tetraetilo de plomo y otros compuestos orgánicos de plomo para mejorar el octanaje. 9. Usar inhibidores que no se basen en cromo en el agua de enfriamiento. 10. Usar catalizadores de larga vida y regenerarlos para extender su ciclo de vida.
Reciclado	<ol style="list-style-type: none"> 11. Reciclar el agua de enfriamiento. 12. Maximizar la recuperación de aceite del agua residual y de los lodos. 13. Minimizar pérdidas de aceite del sistema efluente. 14. Recuperar y reemplazar fenoles, sosa y los solventes de las soluciones gastadas. 15. Regresar los lodos a las unidades de coquizado o a las unidades de destilación.
Procesos de operación	<ol style="list-style-type: none"> 16. Separar los residuos de aceite del agua residual de los sistemas de agua de lluvia. 17. Reducir las pérdidas de aceite durante el drenado de los tanques para reducir la cantidad de agua antes de despachar el producto. 18. Optimizar la frecuencia de limpieza del tanque y equipo para evitar que se acumulen residuos en los fondos de los tanques. 19. Prevenir que los sólidos y otros residuos grasos entren al sistema de drenaje. 20. Reemplazar el sistema de barrido mediante agua por un barrido en seco para reducir el volumen de agua residual. 21. Establecer y mantener un programa de emergencias, con un entrenamiento y revisión frecuentes. 22. Prácticas de monitoreo de la corrosión, prevención y control en los sistemas de tubería subterráneos y en los fondos de los tanques. 23. Establecer un programa de detección de fugas y derrames.

3.7 PROPUESTA Y ANÁLISIS DE LOS ASPECTOS AMBIENTALES A CONSIDERAR POR CADA NUEVA INSTALACIÓN

Al analizar la información referente a la reconfiguración, resulta claro que PEMEX Refinación debe atender no sólo a las mejoras en cuestión de producción; con objeto de poder brindar combustibles y productos de mejor calidad para satisfacer el mercado (tanto interno como externo). PEMEX Refinación debe buscar que las emisiones contaminantes que generan sus plantas se reduzcan considerablemente, máxime cuando las actividades de refinación son las que tienen mayor impacto al ambiente (563,511 toneladas en el 2002), sobre todo en emisiones al aire (428,531 toneladas) que representa 58 % de la contaminación total en PEMEX; de estas, 338,093 toneladas corresponden a emisiones de SO_x. Los residuos peligrosos representan el segundo lugar por cantidad generada (115,693 toneladas). En cuanto a descargas a agua PEMEX refinación representa 55 % de las descargas totales de PEMEX; de las cuales 951 toneladas corresponden a sólidos suspendidos.

De acuerdo a los datos anteriores cabe preguntarnos ¿Porqué se generan tantos residuos al aire?, ¿Porqué el principal contaminante emitido al aire es el SO_x?, o en pocas palabras ¿Qué operaciones de la refinería son las responsables de que se generen tantos contaminantes?

Estas preguntas se responden al haber entendido el proceso de refinación, para identificar las actividades más importantes y críticas en cuestión ambiental.

En el proceso de refinación de petróleo, casi (sino es que todas) las operaciones de refinación necesitan de calor para llevarse a cabo; en consecuencia se necesitan equipos de intercambio de calor, calentadores y hornos. La alimentación a estos consiste en combustibles que pueden contener compuestos sulfurosos, nítricos e incluso metales; por lo que es lógico que sean la principal fuente de emisiones a la atmósfera.

De igual manera, los residuos peligrosos se generan durante la combustión de corrientes que no han recibido un tratamiento para eliminar aquellas sustancias inocuas, que reaccionan y se convierten en tóxicas.

En el caso de las emisiones a agua, la descarga de contaminantes de tipo sólido a depósitos acuíferos o bien el arrastre de contaminantes en las tuberías son el principal problema aunado con el agua contaminada de proceso.

Una vez que hemos identificado los procesos en los cuales se generan la mayoría de los contaminantes, se debe de elegir un modelo para estimar la cantidad de los mismos.

Dado que se estudia la emisión y transferencia de contaminantes en la reconfiguración, y esta no se ha puesto en marcha; se deben de emplear los factores de emisión que nos permiten estimar la cantidad de contaminantes que se van a descargar.

Cabe señalar que tanto para aire, agua como residuos peligrosos existen factores de emisión confiables; no así para el caso de residuos sólidos.

Como ejemplo podemos estimar la cantidad de SO₂ que se va a emitir a la atmósfera en la unidad de recuperación de azufre, en el caso de que no haya sistemas de control de la contaminación y cuente con 3 etapas catalíticas, que aseguran una recuperación de 95.5% de azufre.

Así:

$$E = FE * NA, \quad \text{para el caso de procesos industriales.} \quad (E 2.2)$$

$$\text{Masa / Tiempo} = \frac{\text{Masa contaminante} * \text{Masa producto}}{\text{Masa producto} \quad \text{tiempo}}$$

El factor de emisión (FE) de acuerdo a la tabla 2.23 (pag. 52) es de 94 kg/Mg de azufre producido, de modo que:

$$E = 94 \frac{\text{kg de SO}_2}{\text{Mg de S}} * 600 \frac{\text{Ton de S}}{\text{D}} = 56.4 \text{ Ton de SO}_2 \text{ por día.}$$

Esta es la cantidad de SO₂ que se produce si se pretenden obtener 600 Toneladas por día de azufre. De esta manera es posible estimar los contaminantes que se pueden generar.

En el presente trabajo no se estimaron los contaminantes emitidos para las plantas nuevas, dado que el estudio es de carácter cualitativo y en general el empleo de software especializado es más adecuado para estimar los contaminantes adecuadamente dado lo complejo de las operaciones de la refinería.

En la tabla 3.11 se hace un resumen de las plantas nuevas que se pondrán en operación, el aspecto ambiental de interés, el tipo de descarga y contaminante que se genera, la normatividad mexicana aplicable, las propuestas y recomendaciones para prevenir o disminuir la generación de contaminantes.

Esta tabla muestra los resultados de la investigación bibliográfica que se realizó para recopilar las recomendaciones en los procedimientos que se pueden aplicar a la reconfiguración de la refinería.

La mayoría de las propuestas buscan cumplir los requerimientos de las normas oficiales mexicanas. Estas recomendaciones incluyen la modificación de algunos equipos, pero en su mayoría contemplan la mejora en las operaciones y procesos, así como en la alimentación a las unidades; es decir, se busca que los nuevos procesos sean de fácil implementación y sobre todo que económicamente sean factibles y con un tiempo de recuperación de inversión bajo.

Al analizar las propuestas y recomendaciones tenemos que:

La minimización de pérdidas, fugas y derrames en tanques y tuberías; no sólo disminuye la emisión de contaminantes al aire (de tipo COV's), sino que también reduce costos de operación y limpieza.

La recuperación y reciclaje de sustancias ya procesadas (como el azufre, catalizadores, aminos, agua, fenoles, sosa, etc.) permite que se minimice la producción de desechos sólidos y reduce el costo de material de insumo, a la vez que algunos de estos subproductos pueden ser vendidos como materia prima.

Las prácticas de monitoreo, revisión y procura sirven para evitar futuros accidentes que no sólo pueden ser fatales para el medio ambiente, sino que también para la seguridad de los obreros.

Las propuestas sugeridas en el presente trabajo ayudan a cumplir con la normatividad vigente, expresada en las Normas Oficiales Mexicanas.

Tabla 3.11. Resumen de las propuestas ambientales a considerar por cada nueva instalación.

Paquete	Planta nueva	Aspecto Ambiental	Tipo de descarga	Descargas típicas	Normatividad aplicable	Propuestas y recomendaciones para la prevención de la contaminación.
1	Acondicionamiento del sitio y camino de acceso	Emisión de desechos de tipo industrial.	A suelo y residuos sólidos	Sólidos, partículas y polvo.	NOM-060-SEMARNAT-1994 NOM-061-SEMARNAT-1994 NOM-062-SEMARNAT-1994	Pavimentar la mayor parte de los lugares, o bien empastarlos con el fin de evitar la generación de más residuos sólidos.
2	Obras de integración: interconexiones entre aguas amargas y residuales (4 trenes).	Fuga por sello. Fuga por bridas. Derrames.	A agua, y residuos sólidos	Grasas y aceites, Sólidos sedimentables, H ₂ S, NH ₃ , H ₂ NH ₄ S, Fenoles, Hidrocarburos.	NOM-001-SEMARNAT-1996 NOM-002-SEMARNAT-1996 NOM-003-SEMARNAT-1997	Mejorar los sellos de las bombas. Asignar a una persona de tiempo completo para que vigile continuamente las pequeñas fugas de los sellos de las bombas, del empaque de las válvulas y de las líneas de muestreo y para que agilice las reparaciones. Instalar separadores de área para el agua y el aceite a fin de reducir el tiempo de contacto de estos con el drenaje. Controlar los sólidos que entran alcantarillas. Separar los residuos de aceite del agua residual de los sistemas de agua de lluvia. Quitar los tanques de almacenaje innecesarios. Segregar las corrientes de desecho del proceso
2	Una planta de tratamiento de aguas residuales y amargas.	Emisión de desechos de tipo industrial. Fugas por proceso. Malos olores.	A agua, aire y residuos sólidos	Emissiones fugitivas (H ₂ S, NH ₃ , HC's) Lodos del separador API (fenoles, metales y aceites), lodos precipitados químicamente, DAF, lodos biológicos (metales, aceites, sólidos).	NOM-001-SEMARNAT-1996 NOM-002-SEMARNAT-1996 NOM-003-SEMARNAT-1997 NOM-004-SEMARNAT-2002	Reducir, optimizar, recircular y reciclar el agua de enfriamiento. Aminorar los sólidos que salen del desalador, Minimizar lodos grasos decantados de la unidad FCCU. Control de surfactantes en el agua de tratamiento, Maximizar la recuperación de aceite de el agua residual y de los lodos. Minimizar pérdidas de aceite del sistema efluente. Recuperar fenoles, sosa y los solventes de las soluciones gastadas. Minimización de fugas de hidrocarburos en el sistemas de agua de enfriamiento. Monitoreo de hidrocarburos en el agua de enfriamiento.
2	Servicios auxiliares: Dos calderas.	Emisión a la atmósfera de productos de combustión de combustible y gas.	A aire	Productos de combust. (CO, SO _x , NO _x , PM ₁₀ e hidrocarburos), emisiones fugitivas de HAP's.	NOM-085-SEMARNAT-1994 NOM-086-SEMARNAT-1994 NOM-052-SEMARNAT-1993 NOM-053-SEMARNAT-1993 NOM-054-SEMARNAT-1993 NOM-055-SEMARNAT-1993 NOM-133-SEMARNAT-2000 NOM-021-SSA1-1993 NOM-022-SSA1-1993 NOM-023-SSA1-1993 NOM-025-SSA1-1993	Reemplazar calderas viejas. Minimizar las emisiones de SO _x ya sea por procesos de desulfurización de combustibles, hasta donde sea posible, o dirijir el uso de combustibles con alto contenido de azufre a unidades equipadas con controles para emisiones de SO _x . Usar quemadores con bajo contenido de NO _x para reducir las emisiones óxidos de nitrógeno. Evitar y limitar las emisiones fugitivas al diseñar procesos adecuados y un buen mantenimiento. Mantener el uso de combustibles al mínimo.
2	Servicios auxiliares: Un turbogenerador.					

Tabla 3.11. Resumen de las propuestas ambientales a considerar por cada nueva instalación (Continuación).

Paquete	Planta nueva	Aspecto Ambiental	Tipo de descarga	Descargas típicas	Normatividad aplicable	Propuestas y recomendaciones para la prevención de la contaminación.
3	Combinada (100 % Crudo Maya).	Combustión de combustible y gas; emisión a la atmósfera. Operación de las torres.	A aire y agua	Gases de efecto invernadero (CO, SO _x , NO _x , HC's y partículas). Emisiones fugitivas (HC's) Emisiones de vapor a presión (HC's), H ₂ S, NH ₃ , sólidos suspendidos, cloruros, mercaptanos, fenol, pH elevado.	NOM-085-SEMARNAT-1994 NOM-086-SEMARNAT-1994 NOM-052-SEMARNAT-1993 NOM-053-SEMARNAT-1993 NOM-054-SEMARNAT-1993 NOM-055-SEMARNAT-1993 NOM-133-SEMARNAT-2000 NOM-035-SEMARNAT-1993 NOM-037-SEMARNAT-1993 NOM-038-SEMARNAT-1993 NOM-043-SEMARNAT-1993	Aminorar los sólidos que salen del desalador. Reemplazar calderas viejas, Minimizar las emisiones de SO _x ya sea por procesos de desulfuración de combustibles, hasta donde sea posible, o dirigir el uso de combustibles con alto contenido de azufre a unidades equipadas con controles para emisiones de SO _x . Usar quemadores con bajo contenido de NO _x para reducir las emisiones de estos. Evitar y limitar las emisiones fugitivas al diseñar procesos adecuados y un buen mantenimiento. Mantener el uso de combustibles al mínimo.
3	Hidrodesulfuradora de Diesel profunda.	Combustión de combustible y gas; emisión a la atmósfera; emisión de ruido; emisión de desechos tipo industrial.	A aire, agua, residuos sólidos y residuos peligrosos	Gases de efecto invernadero (CO, SO _x , NO _x , HC's y partículas). Escapes y emisiones fugitivas (HC's) y regeneración de catalizador (partículas), alto pH, fenoles, sólidos suspendidos, DBO ₅ , COD, Partículas de catalizador gastado (silicato de aluminio y metales).	NOM-035-SEMARNAT-1993 NOM-037-SEMARNAT-1993 NOM-038-SEMARNAT-1993 NOM-043-SEMARNAT-1993	Optimizar el uso del catalizador, así como su regeneración o reciclaje. Recuperar las bases de los catalizadores que no son de sílica gel (por ejemplo los metálicos) y reducir las emisiones de partículas. Usar catalizadores de larga vida y regenerarlos para extender su ciclo de vida, dado que se emplean calderas o intercambiadores de calor; seguir las recomendaciones para calderas. Reducir el índice de acumulación de depósitos por medio de superficies lisas (electropulidas) para transferir calor, uso de sustancias que eviten la acumulación de depósitos, y mediante la remoción de precursores de la acumulación de depósitos.
3	FCC y Fraccionadora de gases.	Combustión de combustible y gas; emisión a la atmósfera; emisión de ruido; emisión de desechos tipo industrial.	A aire, agua, residuos sólidos y residuos peligrosos	Gases de efecto invernadero (CO, SO _x , NO _x , HC's y partículas). Escapes y emisiones fugitivas (HC's), partículas, Alto COD, sólidos suspendidos, H ₂ S, niveles relativamente bajos de DBO ₅ , Catalizador gastado (metales de aceite crudo e HC's).	NOM-035-SEMARNAT-1993 NOM-037-SEMARNAT-1993 NOM-038-SEMARNAT-1993 NOM-043-SEMARNAT-1993	Uso de sistemas centrales de aspiración en las áreas donde las partículas y el polvo se asienten con frecuencia (por ejemplo, el área de carga del catalizador de FCC). Reciclar el catalizador FCC agotado como aditivo para la manufactura de cemento debido a la alumina y el sílice que contiene. Reducir las pérdidas del catalizador FCC por medio de la desmetalización y desulfuración de la alimentación de gasóleo por medio de un hidrot ratamiento medio. Reducir la pérdida de catalizador FCC por frotamiento, minimizando la aeración y los índices de vapor de purga. Reducir la pérdida de catalizador FCC mediante la extracción de metales contenidos en el catalizador en equilibrio y reciclarlo de nuevo hacia el proceso. Minimizar lodos grasos decantados de la unidad FCCU. Instalar filtros en las ventilas de las tolvas del catalizador de FCC.

Tabla 3.11. Resumen de las propuestas ambientales a considerar por cada nueva instalación (Continuación).

Paquete	Planta nueva	Aspecto Ambiental	Tipo de descarga	Descargas típicas	Normatividad aplicable	Propuestas y recomendaciones para la prevención de la contaminación.
4	Planta generadora de Hidrógeno .	Se pueden generar por procesos de combustión, emisión por fugas.	A aire	Productos de Combustión (CO, SO ₂ , NO _x , PM ₁₀ e hidrocarburos), emisiones fugitivas de HAP's.	NOM-085-SEMARNAT-1994 NOM-086-SEMARNAT-1994 NOM-052-SEMARNAT-1993 NOM-053-SEMARNAT-1993 NOM-054-SEMARNAT-1993 NOM-055-SEMARNAT-1993 NOM-133-SEMARNAT-2000	Reemplazar calderas viejas. Minimizar las emisiones de SO _x ya sea por procesos de desulfuración de combustibles, hasta donde sea posible, o dirigir el uso de combustibles con alto contenido de azufre a unidades equipadas con controles para emisiones de SO _x . Usar quemadores con bajo contenido de NO _x para reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno. Evitar y limitar las emisiones fugitivas al diseñar procesos adecuados y mediante un buen mantenimiento.
4	Hidrosulfuradora de Gasóleos.	Combustión de combustible y gas; emisión a la atmósfera; emisión de ruido; emisión de desechos tipo industrial.	A aire, agua, residuos sólidos y residuos peligrosos	Gases de efecto invernadero (CO, SO ₂ , NO _x , HC's y partículas). Escapes y emisiones fugitivas (HC's) y alto pH, fenoles, sólidos suspendidos, DBO ₅ , COD, Partículas de catalizador gastado (silicato de aluminio y metales).	NOM-035-SEMARNAT-1993 NOM-037-SEMARNAT-1993 NOM-038-SEMARNAT-1993 NOM-043-SEMARNAT-1993	Optimizar el uso del catalizador, así como su regeneración o reciclaje. Recuperar las bases de los catalizadores que no son de sílica gel (por ejemplo los metálicos) y reducir las emisiones de partículas. Usar catalizadores de larga vida y regenerarlos para extender su ciclo de vida, dado que se emplean calderas o intercambiadores de calor; seguir las recomendaciones para calderas. Reducir el índice de acumulación de depósitos por medio de superficies lisas (electro pulidas) para transferir calor, uso de sustancias que eviten la acumulación de depósitos, y mediante la remoción de precursores de la acumulación de depósitos.
4	Recuperadora de Azufre.	Emisiones fugitivas al aire, agua,	A aire, agua, residuos sólidos y residuos peligrosos	SO ₂ , NO _x y H ₂ S de escape de gases y gases de chimenea, NH ₃ , aminas, solución Stretford, Catalizador gastado.	NOM-037-SEMARNAT-1993 NOM-038-SEMARNAT-1993 NOM-021-SSA1-1993 NOM-022-SSA1-1993 NOM-137-SEMARNAT-2003	Emisiones del proceso Claus se pueden reducir al incinerar el contenido de azufre de los gases de cola, para formar dióxido de azufre. Para que los incineradores remuevan apropiadamente el azufre deben operar a 650 ° C, cantidades adecuadas de aire se deben suministrar para la combustión. Se deben de instalar analizadores para monitorear el SO ₂ . Reducir la concentración de CO ₂ en la unidad Claus. Minimizar la formación de tiosulfato retirando Na ₂ CO ₃ de la solución antes de enviarla al fundidor de azufre mediante los pasos de centrifugado-lavado-centrifugado.
5	Hidrosulfuradora de Naftas de Coquización.	Combustión de combustible y gas; emisión a la atmósfera; emisión de ruido; emisión de desechos tipo industrial.	A aire, agua, residuos sólidos y residuos peligrosos	Gases de efecto invernadero (CO, SO ₂ , NO _x , HC's y partículas). Escapes y emisiones fugitivas (HC's), alto pH, fenoles, sólidos suspendidos, DBO ₅ , COD, Partículas de catalizador gastado (silicato de aluminio y metales).	NOM-035-SEMARNAT-1993 NOM-037-SEMARNAT-1993 NOM-038-SEMARNAT-1993 NOM-043-SEMARNAT-1993	Optimizar el uso del catalizador, así como su regeneración o reciclaje. Recuperar las bases de los catalizadores que no son de sílica gel (por ejemplo los metálicos) y reducir las emisiones de partículas. Usar catalizadores de larga vida y regenerarlos para extender su ciclo de vida. Dado que se emplean calderas o intercambiadores de calor; seguir las recomendaciones para calderas. Reducir el índice de acumulación de depósitos mediante superficies lisas (electropulidas) para transferir calor, uso de sustancias que eviten la acumulación de depósitos,

Tabla 3.11. Resumen de las propuestas ambientales a considerar por cada nueva instalación (Continuación).

Paquete	Planta nueva	Aspecto Ambiental	Tipo de descarga	Descargas típicas	Normatividad aplicable	Propuestas y recomendaciones para la prevención de la contaminación.
5	Coquizadora.	Combustión de combustible y gas, emisión a la atmósfera; emisión de ruido; emisión de desechos tipo industrial.	Aire, agua, residuos sólidos.	Gases de efecto invernadero (CO, SO ₂ , NO _x , HC's y partículas). Escapes y emisiones fugitivas (HC's) y regeneración de catalizador. Altos niveles de cenizas sólidas suspendidas, fenoles, cianuros, H ₂ S, NH ₃ , alto pH, DBO, COD, Polvo de coque (partículas de carbón e hidrocarburos).	NOM-035-SEMARNAT-1993 NOM-037-SEMARNAT-1993 NOM-038-SEMARNAT-1993 NOM-043-SEMARNAT-1993	Recuperar las partículas de coque para reutilizarlas mediante la instalación de filtros en el efluente depurador del calcinador de coque antes de que se descargue al drenaje. Uso de un controlador de polvo en las pilas de coque. Evitar el atraído de partículas provenientes del tirado del coque en el drenaje mediante la adición de un separador de placa inclinada. Evitar la saturación de los carros de ferrocarril de coque, añadiendo una trituradora de doble rodillo con un silo intermedio en lugar de llenar los carros directamente con coque tirado proveniente de las unidades de coquización. Control de partículas de coque.
5	Regeneradora de DEA (Dieterolamina).	Residuos de la alimentación que no reaccionan.	A agua	Aminas.	NOM-001-SEMARNAT-1996	Minimizar la degradación DEA mediante filtración por remolino, además de la filtración por carbón y la adición de inhibidores. Minimizar la temperatura de la película en el reebulidor del regenerador de aminas. Regenerar el DEA mediante la cristalización de sales de amina. Reutilizar la solución de amoníaco.
6	Dos plantas de alquilación.	Emisiones fugitivas.	Aire, agua, residuos sólidos.	Gases de efecto invernadero (CO, SO ₂ , NO _x , hidrocarburos y partículas). Escapes y emisiones fugitivas (hidrocarburos), Bap, pH, sólidos suspendidos, sólidos disueltos, COD, H ₂ S, ácido sulfúrico (ácido), lodos de alquilación, neutralizados (ácido sulfúrico o fluoreo de calcio, hidrocarburos).	NOM-035-SEMARNAT-1993 NOM-037-SEMARNAT-1993 NOM-038-SEMARNAT-1993 NOM-043-SEMARNAT-1993	Quilizar el empleo de ácidos para que no contaminen otras corrientes. Quilar la resaca que se forme por métodos de decantación mejor diseñados. Buscar que no existan derrames ni corrosiones en la tubería.

CAPÍTULO 4. CONCLUSIONES.

- El análisis de los aspectos ambientales en el proceso de reconfiguración de la Refinería "Lázaro Cárdenas" de Minatitlán, Ver.; contempló la identificación, prevención y mitigación de los contaminantes que las nuevas plantas pueden generar. Partiendo del conocimiento del proceso, se llegó a determinar aquellas actividades que por el tipo y cantidad de contaminantes que generan pueden causar graves problemas al ambiente, al ser emitidos o transferidos al aire, agua, suelo; o bien por ser residuos sólidos y/o peligrosos.
- Para poder estimar estos contaminantes las herramientas son: En el caso de emisiones al aire, los factores de emisión son la mejor opción. La medición directa es lo más recomendable el caso de emisiones al agua o suelo. En el caso de transferencia de residuos sólidos o peligrosos la medición directa es también lo más recomendable. Dado que se requiere estimar la cantidad de contaminantes para identificar posibles escenarios, el empleo de software para estimar las emisiones al agua, suelo, así como la transferencia de residuos sólidos o peligrosos es lo más adecuado.
- Las emisiones al agua principalmente se deben a los servicios auxiliares, sobre todo a las torres de enfriamiento, y al arrastre o transferencia de residuos sólidos y otros compuestos, así como en los sistemas de desagüe y recirculación. De las diferentes operaciones de refinación; la desalación del crudo, los procesos de separación y condensación de productos en las fases de destilación y tratamiento, los residuos de los reactores de hidrodesulfuración, el proceso de alquilación, el separador de hidrógeno, el agotador y la torre fraccionadora en la hidrodesulfuración, y la planta de tratamiento de efluentes son las principales fuentes de contaminantes a agua.
- Las emisiones al aire se deben a los servicios auxiliares, primordialmente al sistema de generación de calor (calderas, hornos, procesos de combustión, etc.) donde la combustión genera sobre todo NO_x , SO_x , CO_2 y H_2S . En la unidad FCC en el reactor de desintegración se generan gran cantidad de contaminantes emitidos al aire. Merece especial atención la emisión de COV's, ya que debido a sellos en mal estado o defectuosos localizados en diversos equipos (sobre todo en servicios auxiliares) se genera gran cantidad de estos contaminantes; de igual manera en los tanques de almacenaje de combustible y en la planta de tratamiento de efluentes.
- Las emisiones al suelo en su mayoría son debidas a los lodos que se producen en las unidades de tratamiento de agua (fondos de los tanques de sedimentación), la acumulación de polvo y partículas en diversas unidades, así como los desechos causados por la limpieza del equipo.
- Los residuos sólidos son lodos, polvo, y desechos de los catalizadores gastados. Las unidades que generan este tipo de contaminantes son a la salida del desalador de crudo, en la unidad de FCC (el reactor de desintegración), en el proceso Claus, entre otros.

- Los residuos peligrosos se generan durante la combustión de corrientes que no han recibido un tratamiento para eliminar aquellas sustancias inocuas, que reaccionan y se convierten en tóxicas en otros procesos; esto se da sobre todo en la unidad de endulzamiento con aminos, la unidad de alquilación, el proceso de hidrosulfuración (a la salida del reactor), y en la planta de tratamiento de aguas residuales y efluentes.
- Las operaciones dentro de la refinación que merecen principal atención en cuanto a la búsqueda de alternativas para la disminución de los contaminantes son los servicios auxiliares, en especial los sistemas de calentamiento (hornos, calentadores, intercambiadores de calor, etc.); la unidad de cracking (o desintegración) catalítica fluidizada FCCU's y la planta de tratamiento de efluentes y aguas residuales. Como recomendación se debe de realizar un estudio más detallado en estas unidades, ya que por el tipo de contaminantes, la cantidad de emisiones y el hecho de que prácticamente descargan contaminantes a todos los medios; agua, aire y suelo, se convierten en operaciones de gran impacto hacia el ambiente.
- Una vez identificados los contaminantes generados y los procesos que los generan, las alternativas más adecuadas para la prevención de la contaminación son:

El uso eficiente del agua. Su correcta dosificación a la entrada a algún proceso, así como a la entrada a la planta de tratamiento de aguas. La correcta separación de las corrientes ya contaminadas de aquellas limpias.

El uso de combustibles tratados, es decir que no incluyan (o contengan en poca cantidad) aquellas sustancias que al reaccionar generen contaminantes en exceso o residuos peligrosos.

El uso de mejores catalizadores que sean fácilmente regenerables o con una vida larga, para evitar los residuos sólidos generados de su eliminación, de este modo se minimiza su transferencia al suelo.

El chequeo constante de las condiciones del equipo y maquinaria, para evitar fugas, derrames o pérdidas de algunas sustancias que no solo pueden generar problemas al ambiente, sino que además son una posible causa de accidentes laborales.

- En la tabla 3.11 se hizo un resumen de las plantas nuevas que se pondrán en operación, el aspecto ambiental de interés, el tipo de descarga y contaminante que se genera, la normatividad mexicana aplicable, las propuestas de actividades de control y prevención de la contaminación. El análisis de la propuesta contenida en la tabla trata de adecuarse a la normatividad mexicana vigente en materia de protección ambiental. Las recomendaciones efectuadas se realizaron y seleccionaron considerando que fueran de fácil implementación, con un tiempo de recuperación de la inversión adecuado y sin muchos obstáculos técnicos dada la tecnología disponible.

ANEXO

NORMAS OFICIALES MEXICANAS EN MATERIA AMBIENTAL APLICABLES A LA REFINACIÓN DE PETRÓLEO.

NOM-001-SEMARNAT-1996

Establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales. (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 6 de enero de 1997).

NOM-002-SEMARNAT-1996

Establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a los sistemas de alcantarillado urbano o municipal. (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 3 de junio de 1998).

NOM-003-SEMARNAT-1997

Establece los límites máximos permisibles de contaminantes para las aguas residuales tratadas que se rehúsen en servicios al público. (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 21 de septiembre de 1998).

NOM-004-SEMARNAT-2002

Especificaciones y límites máximos permisibles de contaminantes lodos y biosólidos para su aprovechamiento y disposición final. (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 15 de agosto del 2003).

NOM-020-SSA1-1993

Criterio para evaluar la calidad del aire ambiente con respecto al ozono (O_3). Valor normado para la concentración de ozono (O_3) en el aire ambiente como medida de protección a la salud de la población. (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 23 de diciembre de 1994).

NOM-021-SSA1-1993

Criterio para evaluar la calidad del aire ambiente con respecto al monóxido de carbono (CO). Valor permisible para la concentración de monóxido de carbono en aire ambiente, como medida de protección a la salud de la población. (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 23 de diciembre de 1994).

NOM-022-SSA1-1993

Salud ambiental. Criterio para evaluar la calidad del aire ambiente con respecto al bióxido de azufre (SO_2). Valor normado para la concentración de bióxido de azufre (SO_2) en el aire ambiente como medida de protección a la salud de la población. (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 23 de diciembre de 1994).

NOM-023-SSA1-1993

Salud ambiental. Criterio para evaluar la calidad del aire ambiente con respecto al bióxido de nitrógeno (NO_2). Valor normado para la concentración de bióxido de nitrógeno (NO_2) en el aire ambiente como medida de protección a la salud de la población. (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 23 de diciembre de 1994).

NOM-025-SSA1-1993

Criterio para evaluar la calidad del aire ambiente con respecto a partículas menores de 10 micras (PM 10). Valor permisible (para la concentración de partículas menores de 10 micras (PM 10) en el aire ambiente como medida de protección a la salud de la población. (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 23 de diciembre de 1994).

NOM-026-SSA1-1993

Criterio para evaluar la calidad del aire ambiente con respecto al plomo (Pb). Valor normado para la concentración de plomo (Pb) en el ambiente como medida de protección a la salud de la población. (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 23 de diciembre de 1994).

NOM-034-SEMARNAT-1993

Establece los métodos de medición para determinar la concentración de monóxido de carbono en el aire ambiente y los procedimientos para la calibración de los equipos de medición. (Antes NOM-CCAM-001-SEMARNAT/1993). (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 18 de octubre de 1993).

NOM-035-SEMARNAT-1993

Establece los métodos de medición para determinar la concentración de partículas suspendidas totales en el aire ambiente y el procedimiento para la calibración de los equipos de medición. (Antes NOM-CCAM-002-SEMARNAT/1993). (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 18 de octubre de 1993).

NOM-037-SEMARNAT-1993

Establece los métodos de medición para determinar la concentración de bióxido de nitrógeno en el aire ambiente y los procedimientos para la calibración de los equipos de medición. (Antes NOM-CCAM-004-SEMARNAT/1993). (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 18 de octubre de 1993).

NOM-038-SEMARNAT-1993

Establece los métodos de medición para determinar la concentración de bióxido de azufre en el aire ambiente y los procedimientos para la calibración de los equipos de medición. (Antes NOM-CCAM-005-SEMARNAT/1993). (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 18 de octubre de 1993).

NOM-043-SEMARNAT-1993

Establece los niveles máximos permisibles de emisión al la atmósfera de partículas sólidas provenientes de fuentes fijas. (Antes NOM-CCAT-006-SEMARNAT/1993). (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 22 de octubre de 1993).

NOM-052-SEMARNAT-1993

Establece las características de los residuos peligrosos y el listado de los mismos y los límites que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente. (Antes NOM-CRP-001-SEMARNAT/1993). (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 22 de octubre de 1993).

NOM-054-SEMARNAT-1993

Que establece el procedimiento para determinar la incompatibilidad entre dos o más residuos considerados como peligrosos por la Norma Oficial Mexicana NOM-052-SEMARNAT-1993. (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 22 de octubre de 1993).

NOM-053-SEMARNAT-1993

Establece el procedimiento para llevar al cabo la prueba de extracción para determinar los constituyentes que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente. (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 22 de octubre de 1993).

NOM-055-SEMARNAT-1993

Establece los requisitos que deben reunir los sitios destinados al confinamiento controlado de residuos peligrosos, excepto los radiactivos. (Antes NOM-CRP-004-SEMARNAT/1993). (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 22 de octubre de 1993).

NOM-056-SEMARNAT-1993

Establece los requisitos para el diseño y construcción de las obras complementarias de un confinamiento controlado de residuos peligrosos. (Antes NOM-CRP-005-SEMARNAT/1993). (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 22 de octubre de 1993).

NOM-057-SEMARNAT-1993

Establece los requisitos que deben observarse en el diseño, construcción y operación de celdas de un confinamiento controlado para residuos peligrosos. (Antes NOM-CRP-006-SEMARNAT/1993). (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 22 de octubre de 1993).

NOM-058-SEMARNAT-1993

Establece los requisitos para la operación de un confinamiento controlado de residuos peligrosos. (Antes NOM-CRP-007-SEMARNAT/1993). (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 23 de diciembre de 1994).

NOM-060-SEMARNAT-1994

Establece las especificaciones para mitigar los efectos adversos ocasionados en los suelos y cuerpos de agua por el aprovechamiento forestal. (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 13 de mayo de 1994).

NOM-061-SEMARNAT-1994

Establece las especificaciones para mitigar los efectos adversos ocasionados en la flora y fauna silvestres por el aprovechamiento forestal. (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 13 de mayo de 1994).

NOM-062-SEMARNAT-1994

Establece las especificaciones para mitigar los efectos adversos sobre la biodiversidad que se ocasionen por el cambio de uso del suelo de terrenos forestales agropecuarios. (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 13 de mayo de 1994).

NOM-075-SEMARNAT-1995.

Establece los niveles máximos permisibles de emisión al la atmósfera de compuestos orgánicos volátiles provenientes del proceso de los separadores agua-aceite de las refinerías de petróleo. (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 26 de diciembre de 1995).

NOM-085-SEMARNAT-1994

Contaminación atmosférica. Fuentes fijas. Para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones, que establece los niveles máximos permisibles de emisión al la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno y los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los niveles máximos permisibles de emisión de bióxido de azufre de los equipos de calentamiento directo por combustión. (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 2 de diciembre de 1994).

NOM-086-SEMARNAT-1994

Contaminación atmosférica. Especificaciones sobre protección ambiental que deben reunir los combustibles fósiles líquidos y gaseosos que se usan en fuentes fijas y móviles. (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 2 de diciembre de 1994).

NOM-117-SEMARNAT-1998

Establece las especificaciones de protección ambiental para la instalación y mantenimiento mayor de los sistemas para el transporte y distribución de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso, que se realicen en derechos de vía terrestre, ubicados en zonas agrícolas, ganaderas y eriales. (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de noviembre de 1998).

NOM-133-SEMARNAT-2000

Protección ambiental bifenilos policlorados (BPC's). Especificaciones de manejo. (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 10 de diciembre del 2001).

NOM-137-SEMARNAT-2003

Contaminación atmosférica -plantas desulfuradoras de gas y condensados amargos- control de emisiones de compuestos de azufre. (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de mayo del 2003).

Proyecto NOM-052-098-SEMARNAT-2000

Incineración de residuos, especificaciones de operación y límites de emisión de contaminantes. (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 26 de julio del 2002).

Proyecto NOM-055-SEMARNAT-1996

Establece los requisitos que deben reunir los sitios que se destinarán para un confinamiento controlado y a la instalación de centros integrales para el manejo de residuos industriales peligrosos. (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de diciembre de 1996).

Proyecto NOM-088-SEMARNAT-1994

Establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a cuerpos receptores provenientes de terminales de almacenamiento y distribución del petróleo y sus derivados. (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de septiembre de 1994).

DATOS DE PRODUCCIÓN Y BALANZA COMERCIAL DE LAS REFINERIAS DE PEMEX EN EL PAÍS.

Tabla A Información de la infraestructura de PEMEX refinación, 2002.

Refinerías	6
Capacidad de destilación de crudo (MBPD)	1,565
Terminales de distribución	63
Estaciones de servicio	5,139
Terminales marítimas	15
Barcos	25
Ductos (km)	12,746
Crudo (MBPD)	4,103
Productos derivados (MBD)	8,643

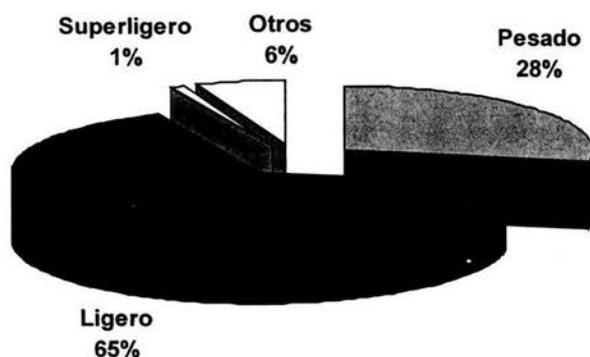
Producto enviado	mTon / año
Ductos	41,801
Barco	23,409
Camiones y carros de ferrocarril	2,436

Tabla B Capacidad de refinación por planta de PEMEX.

Refinería	MBD
Cadereyta	270
Madero	190
Minatitlán	200
Salamanca	245
Salina Cruz	340
Tula	320
TOTAL	1,565

Fuente: Informe Estadístico de Labores, PEMEX Petroquímica 2002, marzo 2003.

En 2002, PEMEX Exploración y Producción entregó a las 6 refinerías un promedio de 1,171.9 miles de barriles diarios de crudo fresco para su procesamiento. De éstos, el Sistema Nacional de Refinación procesó 1,245.4 MBD, (cifra 0.5% inferior a la de 2001), de los cuales, el 65% fue crudo ligero y 28% crudo pesado.



Fuente: Informe Estadístico de Labores, PEMEX Petroquímica 2002, marzo 2003.

Figura A. Petróleo crudo procesado en 2002.

El 24% del procesamiento lo realizó la planta de Salina Cruz, el 22% Tula, el 16% Cadereyta, el 15% Salamanca, el 14% Minatitlán y 9% Madero:

Tabla C Capacidad de Refinación por procesos de Producción.

	1998	1999	2000	2001	2002
Proceso de producción	En millones de barriles diarios				
Destilación atmosférica de crudo	1,525.0	1,525.0	1,559.0	1,559.0	1,540.0
Destilación al vacío	757.1	757.1	774.8	773.8	768.4
Cracking catalítico y térmico	368.0	368.0	375.0	375.0	395.4
Reducción de la viscosidad	141.0	141.0	141.0	141.0	141.0
Reformación de naftas	226.0	226.0	268.8	268.8	301.0
Hidrotratamiento	748.0	748.0	808.0	848.0	987.1
Alquilación e isomerización	120.7	120.7	109.0	109.0	115.9

Fuente: Base de datos institucional 2002 (PEMEX BDI).

Tabla D Capacidad de Producción en PEMEX Refinación (2000 - 2002).

Proceso	Producción de PEMEX Refinación.			
	2000	2001	2002	2002 vs 2001
	en MBD			(%)
Crudo	1,227.40	1,251.90	1,245.40	0.5
Total	1,227.40	1,251.90	1,245.40	0.5
Elaboración				
Gas licuado	24.9	27.8	31.3	12.6
Gasolinas				
PEMEX Magna	346.0	349.4	349.9	0.1
PEMEX Premium	17.9	17.3	21.8	26.0
Otras	1.2	1.2	0.7	41.7
Total	393.0	390.3	398.2	2.0
Querosenos				
Turbosina	55.3	56.7	56.7	-
Otros querosenos	0.3	0.3	-	-
Total	55.6	57.0	56.7	0.5
Diesel				
PEMEX Diesel	254.5	266.6	246.7	7.5
Desulfurado	1.2	1.1	0.7	36.4
Otros	9.7	13.9	19.5	40.3
Total	265.4	281.6	266.9	5.2
Combustóleo	422.6	435.9	449.6	3.1
Otros productos				
Combustible industrial	2.4	-	-	-
Asfaltos	31.1	28.7	28.8	0.3
Lubricantes	6.0	5.2	4.9	5.8
Parafinas	1.3	1.2	1.0	16.7
Gas seco	41.8	39.0	37.4	4.1
Otros	1.9	0.6	1.1	83.3
Total	84.5	74.7	73.3	1.9
Total de productos refinados.	1,246.0	1,267.3	1,275.9	0.7

Fuente: Base de datos institucional 2002 (PEMEX BDI).

Tabla E Volumen de ventas en el país de productos ya refinados.

	Volumen de ventas en el país			
	2000	2001	2002	2002 vs 2001
Productos petrolíferos	en MBD			(%)
Gasolinas				
PEMEX Magna	472.3	476.5	476.5	-
PEMEX Premium	59.1	74.1	88.7	19.7
Gasaviones	0.4	0.4	0.4	-
Otras	0.8	0.8	0.6	25.0
Total	532.7	551.8	566.2	2.6
Querosenos				
Turbosina	55.5	55.3	53.3	3.7
Otros querosenos	0.7	0.8	0.8	-
Total	56.2	56.1	54.1	3.6
Diesel				
PEMEX Diesel	228.6	256.4	228.0	0.7
Otros	56.1	49.1	42.7	13.6
Total	284.7	275.8	370.7	1.8
Combustóleo				
Total	492.4	474.9	406.2	14.5
Otros productos				
Combustible industrial	2.3	-	-	-
Asfaltos	20.6	20.9	21.6	3.3
Lubricantes	6.4	5.5	5.2	5.5
Parafinas	1.3	1.2	1.1	8.3
Otros	1.8	0.4	1.3	225.0
Total	32.4	28.0	29.2	4.3
Total petrolíferos	1,398.4	1,386.7	1,326.2	4.4

Fuente: Base de datos institucional 2002 (PEMEX BDI).

Tabla F Valor de las ventas en el país de los productos de Refinerías.

	Valor de ventas en el país			
	2000	2001	2002	2002 vs 2001
Productos petrolíferos	en millones de pesos			(%)
Gasolinas				
PEMEX Magna	\$65,334.6	\$60,734.8	\$57,327.1	5.60
PEMEX Premium	9,584.40	10,910.10	12,462.50	14.20
Gasaviones	113.00	112.30	125.30	11.60
Otras	152.10	138.50	89.10	35.70
Total	75,184.00	71,895.60	70,004.00	2.60
Querosenos				
Turbosina	6,681.60	5,681.60	5,193.90	8.60
Otros querosenos	99.30	125.00	133.00	6.40
Total	6,780.90	5,806.60	5,326.90	8.30
Diesel				
PEMEX Diesel	30,386.30	27,589.30	25,424.80	7.80
Otros	7,531.00	6,203.00	4,819.90	22.30
Total	37,917.30	33,793.00	30,244.60	10.50
Combustóleo				
Total	33,521.70	27,653.00	26,709.10	3.40
Otros productos				
Combustible industrial	317.40	9.30	-	100.00
Asfaltos	1,648.50	1,513.70	1,812.00	19.70
Lubricantes	999.00	1,008.20	855.20	15.20
Parafinas	157.20	141.20	122.90	13.00
Otros	2.00	0.50	1.00	100.00
Total	3,124.10	2,672.90	2,791.10	4.40
Total petrolíferos	\$156,527.9	\$141,821.1	\$135,075.8	4.80

Fuente: Base de datos institucional 2002 (PEMEX BDI).

La elaboración de productos en refinerías ascendió a 1,276 miles de barriles diarios, superior en 9 MBD a la de 2001. De éstos, el 35% correspondió a producción de combustóleo, el 31% a producción de gasolina y el 21% a producción de diesel. (Como se observa en la Fig. B).

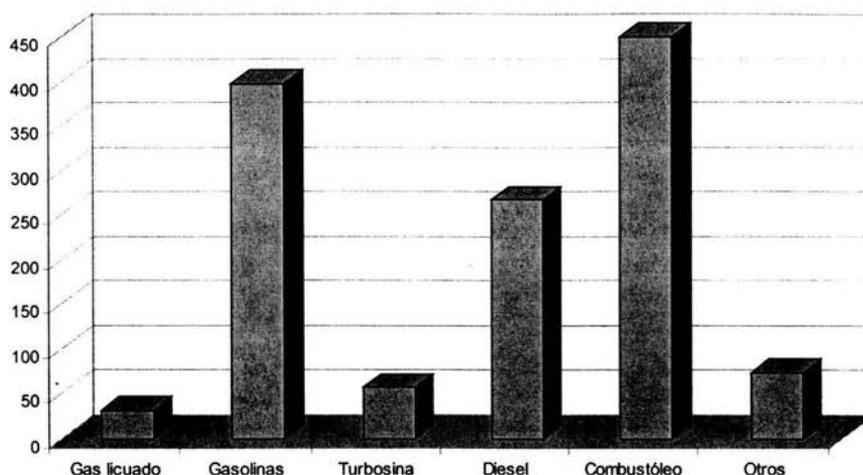


Figura B. Productos de refinería (en MBD).

Fuente: Informe Estadístico de Labores, PEMEX Petroquímica 2002, marzo 2003.

Nota: La elaboración de combustóleo incluye transferencias de crudo despuntado de La Cangrejera a combustóleo.

Durante los últimos 12 años, México no ha podido incrementar su capacidad de refinación por lo que las importaciones de petrolíferos han aumentado 124%, pasando de 108 a 243 MBD.

BALANZA COMERCIAL

En 2002, se importaron 243 MBD de productos petrolíferos con un valor de 2 485 millones de dólares, 27.5 y 32.0 por ciento menores a los realizados en 2001, respectivamente; los principales productos que redujeron su importación fueron combustóleo en 69 MBD, gasolinas en 46 MBD y gas licuado en 15 MBD.

Por su parte, las importaciones de propano se incrementaron en 17 MBD y las de diesel en 10 MBD.

Las importaciones de gas L.P. y gasolinas constituyen las más numerosas, abarcando el 42 y el 37 por ciento respectivamente. Por su parte, las exportaciones sólo crecieron un 42 %, con respecto a 1990, alcanzando los 155 MBD.

Ello ha dado como resultado una balanza comercial deficitaria durante toda la década y que durante 2002 fue de -87 MBD. En valor, el déficit fue de 1,302.5 millones de dólares.

En 2002, el gasto de inversión percibido por parte de PEMEX Refinación a proyectos disminuyó de 10 713.9 a 6 903.8 millones de pesos, es decir, tuvo una tendencia negativa del 15% a comparación de 1994.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

LIBROS:

1. *Berné, F. / Cordonnier, J.* Refining, Petrochemicals and Gas Processing Techniques. Industrial Waste Water Treatment. Editorial Technip. E.U.A. 1995.
2. *Buonocore, A. J. / Davis, W. T.* Air Pollution Engineering Manual. Air & Waste Management Association. Editorial Van Nostrand Reinhold, New York. 1992.
3. *Cheremisinoff, N. P.* Handbook of Pollution Prevention Practices. Editorial Marcel Dekker Inc. E.U.A. 2001.
4. *Davis, M.L. / Cornwell D.A.* Introduction to Environmental Engineering. Ed. John Wiley & Sons. E.U.A. 1991.
5. *Freeman, H. M.* Industrial Pollution Prevention Handbook. Editorial Mc Graw Hill. E.U.A. 1995.
6. *Fundación MAPFRE.* Manual de contaminación ambiental. Editorial ITSEMAP AMBIENTAL. España. Segunda edición, 2000.
7. *Gary, J. H. / Handwerk, G. E.* Petroleum Refining Technology and Economics. Marcel Dekker Inc. New York. Tercera edición, 1994.
8. Glosario de la industria petrolera. *Petróleo y petroquímica internacional.* Editorial Petroleum Publishing Company. 1973.
9. Guía para la correcta selección y empleo de métodos de estimación de emisiones y transferencia de contaminantes. *SEMARNAT / CEC-CCA-CCE.* Octubre 2001.
10. *Jones D.S.J.* Petroleum Refinery Engineering Elements of Petroleum Processing. Editorial Mc Graw Hill. E.U.A. 1995.
11. *Mayer, L.* Métodos de la industria química (en esquemas de flujo en colores) 2da. Parte. Editorial Reverté. España. Segunda edición, 1966.
12. *Méndez, A.* Diccionario Básico de la industria del Petróleo. Editorial Paraninfo S.A. España. 1981.
13. *Nelson W.L.* Petroleum Refinery Engineering. Ed. McGraw Hill. E.U.A. 1958.
14. *Thompson, Chenicek, Druge & Simón.* Petroleum Refinery. Ind Eng. Chem. V43. E.U.A. 1981.

DOCUMENTOS:

1. AIR CHIEF 10 (AP-42). (2002) Emission factor and Inventory Group. Petroleum Industry and Sulfur Recovery.
2. VOC Emissions from petroleum refinery wastewater systems. EPA, (1994) Background information for proposed standards. Preliminary draft
3. PEMEX Recopilación de la legislación aplicable a las operaciones de PEMEX Refinación.
4. PEMEX, Informe anual 2002. Seguridad, Salud y Medio Ambiente. Desarrollo Sustentable.
5. USEPA (1995) Profile of the petroleum refining industry. *EPA Office of compliance sector notebook project.*
6. USEPA (1999) Emission Estimation Technique Manual for Petroleum Refining. *NPI (National Pollutant Inventory).* Environment Australia.
7. Water pollution prevention opportunities in Petroleum Refineries. (November 2002) Prepared for The Washington State Department of Ecology.

INTERNET:

1. Cámara Mexicana De La Industria De La Construcción. (<http://www.cmic.org/index.cfm>)

Reconfiguración De La Refinería Lázaro Cárdenas, En Minatitlán Veracruz.

Autor: PETROLEOS MEXICANOS.

País: México.

Fecha de consulta: 23 de marzo del 2004.

<http://www.cmic.org/cmic/saladeprensa/Ako2003/PEMEX1.htm>

2. Obras Web. <http://www.obrasweb.com/default.asp>

Reconfiguración de refinería en Minatitlán. Edición 368.

Autor: Roberto Campa.

País: México

Fecha de consulta: 23 de marzo del 2004.

http://www.obrasweb.com/art_view.asp?seccion=PORTADA&cont_id=2120

3. Cámara Nacional de la Industria de Transformación (CANACINTRA).

(<http://www.canacindra.org.mx/inicio.htm>)

Reconfiguración de la Refinería de Minatitlán "Lazaro Cardenas", presentación en formato pdf

Autor: PEMEX

País: México

Fecha de consulta: 23 de marzo del 2004.

http://www.canacindra.org.mx/canacindra/PEMEX/reconfiguracion_minatitlan.PDF

http://www.canacindra.org.mx/canacindra/pemex/pemex/menu_pemex.htm

4. U.S. Department of Labor. Occupational Safety & Health Administration. (www.osha.gov)

Section Iv: Chapter 2. Petroleum Refining Processes.

Autor: Osha Technical Manual.

País: E.U.A.

Fecha de consulta: 04 de abril del 2004.

http://www.osha-slc.gov/dts/osta/otm/otm_iv/otm_iv_2.html#top

5. Instituto Mexicano del Petróleo. (<http://www.imp.mx>).

Tratamiento de crudo maya.

Autor: Instituto Mexicano del Petróleo. IMP

País: México.

Fecha de consulta: 24 de marzo del 2004.

<http://www.imp.mx/publicaciones/libro/libroIMP6.pdf>